Connaissance des Minéraux

Le Pétrole au Manitoba

Énergie et Mines
Manitoba

CONNAISSANCE DES MINÉRAUX

LE PÉTROLE
AU MANITOBA

ÉNERGIE ET MINES
MANITOBA

LA COLLECTION "CONNAISSANCE DES MINÉRAUX"

Les abondantes ressources minières du Manitoba constituent une partie essentielle de notre important patrimoine de richesses naturelles. Au Manitoba, il est presque impossible de passer ne serait-ce qu'une journée sans se servir d'un objet dont la matière première a été extraite de ce patrimoine. Le béton qui a servi à construire votre maison ou votre lieu de travail a sans doute été formé à partir d'un mélange de sable et de gravier, des ressources qui abondent au Manitoba. Ou peut-être ces bâtiments ont-ils été construits avec des pierres à bâtir tirées d'une des carrières de la province. Il y a probablement chez vous quelques fils ou tuyaux de cuivre qui ont peut-être été fabriqués à partir des minerais provenant d'une mine du nord de la province. Et c'est précisément de ces mêmes mines que l'on extrait le zinc qui sert à galvaniser l'acier de votre voiture pour la protéger contre la rouille. À table, vous vous servez probablement de couverts en acier inoxydable, fabriqués avec du nickel, l'une des plus grandes richesses minérales du Manitoba. Peut-être roulez-vous avec de l'essence raffinée à partir de pétrole manitobain. Il est même possible que vous achetiez des bijoux fabriqués avec de l'or du Manitoba.

Les industries minières, extractives et pétrolières du Manitoba s'efforcent d'exploiter ces ressources et de les transformer en produits d'usage quotidien. Ce faisant, elles sont appelées à créer des milliers d'emplois au Manitoba. Que ce soit des commis, des mineurs ou des cadres, toutes ces personnes dépensent à leur tour leur salaire pour se procurer les biens et services produits par des centaines d'autres travailleurs et entreprises. En somme, ces industries et les secteurs secondaires dont elles favorisent le développement jouent un rôle prépondérant dans la prospérité et la stabilité du Manitoba.

Ces richesses constituent par ailleurs une importante source de revenu pour le gouvernement provincial. La perception de redevances et d'impôts sur le patrimoine de ressources naturelles permet au gouvernement de continuer à offrir aux Manitobains les services auxquels ils s'attendent. Ces recettes permettent aussi au gouvernement d'assurer le financement convenable des écoles, des hôpitaux et du réseau routier, contribuant ainsi à faire de notre province un endroit où il fait bon vivre.

L'objectif visé par cette série "Connaissance des minéraux" est de faire prendre conscience aux Manitobains non seulement de l'abondance et de la diversité de nos ressources minières, mais aussi de leur importance. Chaque brochure de cette série est consacrée à un secteur particulier de notre industrie minière, et comprend une description de cette ressource, l'histoire de son développement au Manitoba et la situation de l'industrie à l'heure actuelle. Nous espérons que ces publications vous aideront à mieux comprendre pourquoi il est tellement important, et à la fois passionnant, pour le Manitoba de poursuivre l'exploitation de son patrimoine de ressources minérales.

Dans le fascicule intitulé **Le pétrole au Manitoba**, nous nous sommes intéressés à cette partie de notre patrimoine qui est si souvent éclipsée par l'importance des ressources pétrolières d'autres provinces canadiennes. Il reste cependant que depuis plus de 35 ans, les hommes et les femmes qui font l'industrie pétrolière du Manitoba apportent une contribution précieuse à la croissance et à la prospérité de notre province. Cette industrie a connu une évolution fascinante, depuis l'époque des premières explorations, juste avant le tournant du siècle,jusqu'à nos jours, avec les techniques perfectionnées de production et de prospection.

Depuis la création au Manitoba du ministère de l'Énergie et des Mines, le personnel de ce ministère s'est patiemment attaché à tout faire pour que nos ressources pétrolières soient exploitées dans les meilleures conditions de rentabilité et de sécurité possible. Dans l'ouvrage **Le pétrole au Manitoba**, M. Andrew Galarnyk, analyste des ressources au Ministère, nous présente l'histoire, la géologie et la technologie de cette industrie.

TABLE DE CONVERSION

MÉTRIQUE

1 mètre (m)	=	3,28 pieds
1 mètre cube (m^3)	=	6,29 barils (pétrole)
	=	220 gallons impériaux
	=	35,49 pieds cubes (gaz)
1 hectare (ha)	=	2,471 acres
1 kilomètre	=	0,62 milles
1 kilopascal (kPa)	=	0,145 livre par pouce carré

P R É F A C E

Saviez-vous que c'est en avril 1877 que l'exploration pétrolière et gazière a commencé au Manitoba ? C'est en effet cette année-là que la Manitoba Oil Company a reçu son premier permis d'exploration du pétrole.

Saviez-vous que le Manitoba a produit en 1987 environ 780 000 mètres cubes de pétrole brut (4,9 millions de barils), soit une valeur approximative de 110 millions de dollars ?

Lorsque l'on parle de la production pétrolière du Canada, la plupart des gens pensent immédiatement à l'Alberta et à la Saskatchewan. Certes, notre province est loin de produire autant de pétrole que ses voisines, mais il reste qu'elle joue un rôle actif et original dans la production de l'"or noir" au Canada.

La présente publication offre au lecteur un aperçu de l'évolution de l'industrie pétrolière au Manitoba, d'hier à aujourd'hui. Elle fournit une explication simple, relativement peu technique de la façon dont le pétrole et le gaz se sont formés, de l'endroit où on les a découverts et enfin, des méthodes employées pour les prospecter et les mettre en valeur. Cet ouvrage aborde également le rôle de la Direction du pétrole d'Énergie et Mines Manitoba dans la mise en valeur des ressources pétrolières de la province. Le lecteur trouvera à la fin de l'ouvrage un glossaire de définitions plus techniques requises dans une publication de cette sorte.

Il n'existe pas encore d'ouvrage complet sur l'industrie pétrolière du Manitoba. C'est pour nous un privilège que de pouvoir présenter au lecteur cette tranche méconnue de l'histoire du Manitoba, ainsi qu'un certain nombre de principes généraux en matière de géologie, d'exploration et de mise en valeur du pétrole.

TABLE DES MATIÈRES

I. Chronologie de l'histoire du pétrole au Manitoba 4

II. Le pétrole au Manitoba 11
Les premières explorations 11
Les premières découvertes 13
Le boom pétrolier des années 1950 14
Les années 1960 : des années de croissance 15
Les années 1970 : un regain d'intérêt 15
Le boom pétrolier des années 1980 16
Le bassin de la baie d'Hudson 18
À la recherche d'hélium et de schistes bitumineux 19
L'évolution du raffinage au Manitoba 19

III. Les origines du pétrole et du gaz 21
La genèse du pétrole et du gaz 21
Les gisements de pétrole et de gaz 21
La géologie du pétrole au Manitoba 22

IV. À qui appartiennent les ressources ? 24
La cession des droits superficiaires et miniers 24

V. L'exploration du pétrole 26
L'évaluation préliminaire 26
Les techniques d'exploration 27
Le forage d'exploration et les puits de développement 27
L'évaluation et la complétion des puits 29
Production et réglementation des taux de production 30
La récupération assistée 31
La production concertée 32

VI. Après le pompage 34
Le traitement et le stockage des fluides 34
Le transport du pétrole 34

VII. La situation actuelle de l'industrie du pétrole au Manitoba . . 35
L'exploration et la mise en valeur 35
La production pétrolière 36
La fixation des prix du pétrole 37
La valeur de la production 38

VIII. Les réserves de pétrole et de gaz 39
Pétrole : niveau actuel des réserves recensées 39
Gaz naturel : les réserves actuelles 39
Les réserves probables de pétrole et de gaz 39

IX. L'avenir du pétrole au Manitoba 40
Prévisions pour les années 1980 40
Les avantages pour le Manitoba 40

X. La Direction du pétrole 42
La Section de l'administration 42
La Section de la géologie. 43
La Section du génie et de l'inspection 43
Renseignements complémentaires 44

XI. Glossaire 45

CHRONOLOGIE DE L'HISTOIRE DU PÉTROLE AU MANITOBA

1873 - La Commission géologique du Canada creuse des puits pour recueillir des données géologiques.

1877 - La Manitoba Oil Company reçoit un permis qui lui donne le droit de prospecter la région à la recherche de pétrole.

1912 - Des résidents du district de Waskada-Melita creusent neuf puits peu profonds et découvrent des poches de gaz naturel. Mais aucun de ces puits ne s'avère commercialement exploitable.

1927 - On décèle la présence au fond d'un puits de 209 mètres de profondeur creusé dans le district de Grandview de venues de pétrole. Mais on découvre par la suite qu'il s'agit de pétrole que des promoteurs ont eux-mêmes transporté sur place dans des barils et versé dans le puits.

- La société North Star Oil construit la première raffinerie de pétrole brut de la province, à Saint-Boniface.

1930 - On creuse des puits dans les formations plus profondes du paléozoïque.

1934 - Au fond d'un puits foré par la Canadian Industries Limited près de la ville de Neepawa, on trouve un gisement de saumure à une profondeur de 455 mètres. Le puits est exploité jusqu'en 1970, date jusqu'à laquelle il a produit quelque 23 000 tonnes métriques de saumure par année.

1947 - Le gouvernement provincial adopte les premières lois portant sur l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel de la province. Il délivre à la Brandon Exploration Company, une filiale de la California Standard Company, les premiers permis de recherche de pétrole et de gaz naturel (numéros 1 à 9). C'est la Brandon Exploration Company qui mène la première grande étude géophysique détaillée portant sur la quasi-totalité du sud-ouest du Manitoba.

1949 - La Souris Valley Oil Company creuse deux puits près de Lyleton. Au fond du Gordon White n° 1, on trouve à 1 573 mètres de profondeur un gisement de calcaire mississippien. Le Robert Moore n° 1 atteint une profondeur de 1 838 mètres, un nouveau record provincial.

1950 - Les sociétés Imperial Oil, California Standard et Shell Oil of Canada forment au Manitoba un total de huit équipes chargées de procéder à des études géophysiques. Mais les huit puits forés cette année-là sont tous abandonnés et déclarés stériles. La persévérance commence à porter ses fruits lorsque l'on finit par découvrir des venues de pétrole.

1951 - La California Standard Oil Company découvre le premier puits de pétrole commercialement exploitable, dans le riche bassin nord-américain de Williston. Surnommé le California Standard Daly, le puits est situé à 15 kilomètres à l'ouest de Virden. Il commence à produire le 1er février 1951. En huit mois, on extrait de la formation mississippienne du Lodgepole un total de 135 mètres cubes de pétrole. Avant la fin de l'année, les puits de développement forés à proximité de ce premier puits de découverte, confirment l'existence du premier grand gisement pétrolier mis en évidence au Manitoba, le gisement Daly.

1952 - Sur les 73 puits creusés cette année-là, la moitié environ sont des puits de développement forés sur le gisement Daly.

- Le gouvernement accorde cette année-là des permis d'exploration portant sur une surface totale de plus de 400 000 hectares. C'est également le début des grands programmes de concessions à perpétuité.

- Découverte des gisements de Tilston, de Waskada et du Lac Lulu.

1953 - Après avoir foré sans succès 14 puits différents pour le compte de la Anglo Canadian Oil Company, Hart et George McIvor décident de creuser sur la vieille ferme de leur grand-père. Ils découvrent à cette occasion le premier puits pétrolier à écoulement naturel de la province et plus tard, le gisement Virden. Situé à environ 2 kilomètres au nord-ouest de la ville de Virden, ce puits produisait dans les premiers temps de l'exploration 21 mètres cubes de pétrole par jour.

- On met en oeuvre sur le gisement Daly le premier projet national de récupération par injection d'eau.

1954 - La Great Northern Carbon and Chemical Company et la Souris Valley Oil Company établissent le record de profondeur actuel pour la province en creusant un puit de 2 085 mètres de profondeur au sud-ouest de Coulter, au Manitoba.

- Découverte du gisement de Pierson.

- Adoption d'une loi qui habilite le gouvernement provincial à prélever des taxes sur les droits d'exploitation minière détenus par des entreprises privées.

- Construction sur le gisement Daly du premier réseau collecteur au Manitoba pour le transport par pipeline du pétrole brut. L'entrepreneur est la Northern Development Company.

1955 - Le Manitoba produit cette année-là 658 789 mètres cubes de pétrole, extraits de 554 puits.

- Complétion de 359 puits, un record de tous les temps pour le nombre de puits creusés en une seule année.

- Découverte au mois de novembre du gisement de West Butler.

1957 - La production pétrolière atteint cette année-là 967 701 mètres cubes, un niveau sans précédent (90 % de ce volume provient des seuls gisements de Virden et de Daly).

- Découverte du gisement de Kirkella.

1962 - Essai sur le gisement de Virden d'un procédé de récupération par injection d'eau .

- Les études géophysiques se multiplient, et la prospection pétrolière et gazière s'étend le long des côtes de la baie d'Hudson, pour lesquelles la société Sogepet Limited reçoit 12 permis d'exploration couvrant une surface totale de 200 000 hectares.

- Découverte du gisement de Souris-Hartney.

- La société Hemisphere Helium Corporation reçoit deux **permis d'exploration pour la recherche d'hélium** portant sur une surface de 81 000 hectares. Mais les quantités détectées ne justifient pas une exploitation commerciale.

1963 - La production annuelle de pétrole atteint un niveau plancher de 599 276 mètres cubes, mais elle recommence à augmenter dès que se font sentir les premiers effets de la récupération par injection d'eau mise en oeuvre sur le gisement de Virden.

1964 - Les activités de prospection et de mise en valeur du pétrole continuent de s'intensifier au Manitoba, et le nombre de forages double presque par rapport à l'année précédente (107 puits contre 56). La production atteint 701 909 mètres cubes, soit une augmentation de 17 % par rapport au niveau de 1963.

- **Le premier permis d'exploration de schistes bitumineux** au Manitoba est accordé à un consortium constitué des sociétés Sun Oil Company, Aquitaine Company of Canada et Atlantic Refining Company. Malheureusement, le programme est interrompu en raison de la faiblesse des concentrations pétrolières détectées et du coût élevé de la mise en valeur.

1965 - La production de pétrole passe à 786 034 mètres cubes, soit une augmentation de 12 % par rapport à 1964. Une grande partie de cet accroissement est imputable à l'expansion et au succès des projets d'injection d'eau mis en oeuvre sur les gisements.

1966 - On procède en septembre de cette année-là au **premier forage d'exploration dans la région côtière de la baie d'Hudson**, lorsque la société Aquitaine creuse un puits d'une profondeur de 896 mètres, atteignant ainsi les formations du précambrien. Les données stratigraphiques prélevées au fond du bassin de la baie d'Hudson révèlent des possibilités intéressantes en matière de ressources pétrolières, en particulier au large des côtes.

- La production de pétrole dans la province continue d'augmenter.

- La société Bralorne Petroleums dirige un consortium de cinq compagnies à qui l'on a accordé un permis d'exploration d'hélium couvrant une surface de 243 000 hectares dans la région d'Entre-les-Lacs. Mais après quelques forages d'essai, on constate que les quantités présentes ne justifieraient pas une exploitation commerciale.

1967 - Extension du gisement de Waskada avec la découverte par la société International Hydrocarbons Ltd d'un nouveau champ de pétrole mississippien.

1968 - La production de pétrole atteint 986 023 mètres cubes, soit le plus haut niveau annuel jamais atteint au Manitoba.

- Intensification des activités de prospection et de mise en valeur dans les régions de Waskada et de Pierson.

- Forage par la société Houston Oils Limited d'un second puits dans la région de la baie d'Hudson.

1969 - On effectue cette année-là une série de 38 sondages géologiques afin d'évaluer les formations d'Ashville (système du crétacé) et de Nisku (système du dévonien) dans la région de Brandon-Spruce Woods.

- La société Aquitaine effectue le premier forage marin au large des côtes de la baie d'Hudson (Aquitaine et al Hudson Walrus A-71), à une profondeur de 1 197 mètres. Le puits est situé à 225 kilomètres environ à l'est de Churchill. Il sera par la suite déclaré stérile et abandonné.

1970 - La société Merland Explorations Ltd. effectue un troisième forage un peu au nord de York Factory, près de la baie d'Hudson.

1974 - En association avec le gouvernement provincial, la société Asamera entreprend dans le sud-ouest du Manitoba un programme expérimental de forage de 25 puits.

- Les redevances pétrolières perçues cette année-là par le gouvernement provincial atteignent 1,6 million de dollars, soit une augmentation de 300 % par rapport à 1973. Les impôts miniers fédéraux sur les concessions foncières à perpétuité augmentent de 3 500 %, passant à 5,2 millions de dollars. Ces augmentations sont dues principalement à la hausse des prix du pétrole brut et à la forte augmentation des redevances et des taux d'imposition provinciaux.

- La société Aquitaine Company of Canada creuse deux nouveaux puits au large de la baie d'Hudson, mais les forages se révèlent improductifs.

1975 - Adoption de la Loi sur le stockage et la répartition du gaz, qui permet le stockage souterrain du gaz naturel. La Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel délivre à la société Daly Gas Storage Ltd., une filiale de la Greater Winnipeg Gas Company, un permis l'autorisant à évaluer la faisabilité de l'installation dans la région de West Virden d'une usine souterraine de stockage du gaz naturel.

1976 - Les sociétés Chevron Standard Limited, Francana Oil and Gas Limited et Shell Canada Resources Limited entreprennent trois petites études sismiques. Il s'agit là des premières études de géophysique pétrolière menées au Manitoba depuis 1969.

1977 - Avec l'augmentation des prix du pétrole, le pétrole manitobain bénéficie d'un regain d'intérêt, et la société Shell Oil annonce cette année-là la découverte d'un gisement profond de pétrole dans l'état du Dakota du Nord, à 40 kilomètres au sud-ouest de la frontière entre le Manitoba et la Saskatchewan. On enregistre cette année-là une forte hausse du nombre de concessions à perpétuité et des études géophysiques.

1979 - C'est au Manitoba la première vente en plus de sept ans de concessions pétrolières domaniales, qui rapporte plus de 975 000 dollars. Les redevances pétrolières domaniales, les impôts pétroliers perçus sur les concessions à perpétuité et les recettes tirées de la vente de concessions rapportent cette année-là à la province la somme d'environ 12 millions de dollars.

- Le gouvernement accorde dix permis pour la réalisation de programmes d'études géophysiques.

1980 - La société Omega Hydrocarbons Ltd. réussit à remettre en production un puit de pétrole situé sur le gisement de Waskada; et il s'agit de la première exploitation rentable sur une formation non mississippienne au Manitoba. C'est également la première production tirée de la formation jurassique de l'Amaranth inférieur, ou formation Spearfish.

1981 - La découverte à Waskada de la formation de l'Amaranth inférieur marque le début du deuxième "boom pétrolier" au Manitoba, et l'on achève cette année-là quelque 67 puits, soit une augmentation de 120 % par rapport à 1980. Sur les 67 puits forés, 47 sont déclarés "potentiellement producteurs".

- Le gouvernement fédéral accorde un permis d'exploration à un consortium exploité par la société Canadian Occidental, autorisant ainsi de nouvelles prospections dans la région de la baie d'Hudson.

1982 - On creuse cette année-là au Manitoba un total de 195 puits, soit un record en 24 ans. La plupart des nouveaux forages sont liés à l'expansion continue du gisement de Waskada.

- La production annuelle pétrolière du Manitoba augmente pour la première fois depuis 1968, s'établissant à 582 283 mètres cubes, soit une hausse de 7 % par rapport à 1981.

- Le niveau des réserves prouvées de pétrole brut augmente de 6 %, passant à 8,2 millions de mètres cubes.

- De nouveaux travaux d'études sismiques sont entrepris au large des côtes de la baie d'Hudson.

1983 - On creuse cette année-là 247 nouveaux puits. Il s'agit là d'un nouveau record en 27 ans, qui représente une augmentation de 27 % par rapport à 1982.

- La Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel autorise la société Omega Hydrocarbons Ltd. à construire une installation de récupération des liquides extraits du gaz naturel sur le champ pétrolier de Waskada, un projet d'une valeur de 3,5 millions de dollars. C'est la première initiative de ce genre au Manitoba.

- L'Assemblée législative adopte le 21 juin 1983 la Loi sur les droits de surface. On forme également une Commission des droits de surface constituée de six membres et chargée d'arbitrer les conflits surgissant entre les membres de l'industrie pétrolière et les propriétaires portant sur des questions de prospection et de mise en valeur des ressources.

1984 - À l'occasion de la vente de terrains organisée au mois d'octobre, on enregistre un record de tous les temps, alors que le prix moyen par hectare s'établit à 1 411 dollars pour une parcelle de 128 hectares située dans la région du lac Lulu.

- Dans le cadre d'un projet de récupération assistée, la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel autorise une entreprise privée à réinjecter dans les puits pétroliers de Waskada du gaz sec traité.

- La société Inter City Gas Corporation achève au mois de décembre la construction du pipeline à pétrole brut de Waskada, d'une longueur de 90 kilomètres.

1985 - On fore deux cent soixante-huit puits, soit le plus grand nombre de forages depuis 30 ans.

- La vente de deux baux domaniaux touchant 15 471 hectares de terres de la Couronne rapporte une recette record de 4,3 millions de dollars pour la province.

- Au moment de la vente de terrains du mois d'octobre, le prix moyen par hectare atteint un nouveau sommet quand deux parcelles de 64 hectares du secteur Daly se vendent 1 594 $ l'hectare.

- Les consortiums Trillium et ICG forent chacun un puits au milieu de la baie d'Hudson, au coût total de 40 millions de dollars. Les deux puits sont par la suite déclarés stériles et condamnés.

- La Northern Michigan Energy Company fore sept puits d'essai stratigraphique pour évaluer la présence d'huile lourde dans la région située au sud de Saint-Lazare, au Manitoba.

- La Newscope Ressources, en collaboration avec la société Opinac Energy Limited, découvre du pétrole dans la formation Bakken, qui date de la période mississippienne, près du champ Daly. La découverte fait passer à quatre le nombre de formation productives exploitées au Manitoba.

1986 - À la suite de l'effondrement des prix de l'OPEP, le prix moyen du pétrole brut manitobain chute de 46 %, passant d'une moyenne de 220 $CAN en 1985 à 119 $CAN le mètre cube.

- L'effondrement des prix du pétrole brut cause une sérieuse diminution de l'activité pétrolière au Manitoba et des revenus qui en découlent.

- On fore cent trente-cinq puits, soit une diminution de 50 % par rapport à l'année précédente, au cours de laquelle on avait creusé 268 puits.

- La production pétrolière réussit à augmenter pour la quatrième année consécutive, et à atteindre 823 322 mètres cubes.

1987 - Le prix du pétrole brut connaît une légère reprise pour se stabiliser autour des 143 $ le mètre cube.

- La production pétrolière diminue pour la première fois depuis 1981, pour se limiter à 781 806 mètres cubes.

- On fore au cours de l'année un total de cent sept puits, situés à 67 % dans les secteurs de Daly et de Waskaka.

- La province met en oeuvre deux nouveaux programmes d'encouragement pour stimuler le forage et la récupération assistée.

LE PÉTROLE AU MANITOBA

LES PREMIÈRES EXPLORATIONS

En 1873, la Commission géologique du Canada a creusé au Manitoba un certain nombre de puits à proximité de l'emplacement proposé pour la ligne de chemin de fer du Canadien Pacifique en vue de recueillir des informations sur les réserves souterraines d'eau, de charbon et autres dépôts minéraux à cet endroit.

Les premières prospections de pétrole au Manitoba remontent au mois d'avril 1877, date à laquelle la société Manitoba Oil Company a reçu le premier permis d'exploration. Cette année-là, l'entreprise a foré un puits dans la vallée de la rivière Vermilion, à une vingtaine de kilomètres au sud-ouest de Dauphin. À 89 mètres de profondeur, le forage a dû être interrompu en raison de problèmes mécaniques. L'année suivante, on a creusé pas loin de là, dans la vallée, un autre puits, de 226 mètres de profondeur, et on a atteint les formations dévoniennes (voir figure 1). Mais on n'a trouvé ni pétrole ni gaz, et le forage a été par conséquent interrompu.

Avant 1900, on forait la plupart du temps au Manitoba pour trouver des réserves d'eau, et accessoirement, pour recueillir des données d'ordre géologique. Vers 1886, le Canadien Pacifique avait creusé à Rosenfeld un puits de 316 mètres de profondeur. En 1888, la ville de Deloraine achevait le forage d'un puits de 592 mètres de profondeur. Entre 1889 et 1890, la ville de Morden a creusé un puits de 183 mètres de profondeur. Ces différents forages ont tous trois permis de recueillir de précieux renseignements sur la configuration géologique des sols prospectés.

Entre 1900 et 1930, le gouvernement du Manitoba a accordé à plusieurs compagnies des permis les autorisant à prospecter pour trouver du pétrole et du gaz. Mais les permis ont en fin de compte été retirés, et seuls quelques puits ont été forés.

C'est dans le district de Waskada-Melita qu'ont été forés les premiers puits producteurs de gaz de la province. En 1912, des habitants de la région ont creusé quatre puits, à des profondeurs variant entre 60 et 75 mètres et trouvé des réserves peu profondes de gaz à des pressions de l'ordre de 100 kPA. Il y avait dans chaque puits suffisamment de gaz pour alimenter un petit réchaud et assurer l'éclairage d'une maison. On a par la suite creusé dans la même région cinq autres puits au fond desquels on a trouvé des réserves peu profondes de gaz, mais aucun de ces forages n'a été jugé commercialement rentable.

En 1921, la société Agassiz Oil Development Company a creusé près de la rivière Ochre un puits de 97 mètres de profondeur sans trouver cependant de réserves de pétrole ou de gaz.

Au Manitoba comme ailleurs, il y a eu dans l'histoire de la prospection du pétrole un certain nombre d'escrocs et de malfaiteurs avides de fortune vites faites. Au début de l'année 1927, certains individus ont prétendu avoir décelé au fond d'un puits de 209 mètres de profondeur creusé dans le

district de Grandview des venues de pétrole. On a alors annoncé la découverte de réserves de pétrole. Mais tous les espoirs se sont évanouis lorsque l'on a appris qu'il s'agissait en fait de pétrole que des promoteurs avaient amené eux-mêmes de la ville dans des barils et versé dans le puits.

Entre 1929 et 1930, la Dauphin Oil Company a creusé un peu au sud-est de Dauphin un puits de 396 mètres de profondeur, sans découvrir cependant la moindre trace de pétrole.

En 1930, les neuf puits peu profonds forés dans les districts de Waskada-Melita ont produit au total quelque 17 000 mètres cubes de gaz. Tous les autres puits forés dans la province ont été colmatés et abandonnés.

Dans les années 1930, la recherche de pétrole et de gaz naturel a connu un regain d'intérêt, et l'on a entrepris de creuser un certain nombre de puits dans les formations plus profondes du paléozoïque (voir figure 1). Entre 1931 et 1932, la Commonwealth Petroleum a creusé pour le compte de la Pembina Valley Gas and Oil Corporation un puits de 366 mètres de profondeur et un autre de 706 mètres au sud de Manitou. Mais les deux forages ont finalement été déclarés stériles.

Parallèlement à ces recherches de pétrole et de gaz naturel, mentionnons que la Canadian Industries Limited a également creusé deux puits, l'un entre 1933 et 1934, et l'autre en 1936 pour trouver des dépôts de sel. Le premier de ces forages, creusé dans la structure de Thunder Hills au nord de la réserve forestière de Duck Mountain, a atteint une profondeur de 131 mètres. Le deuxième, situé à proximité de la ville de Neepawa, a mis en évidence un dépôt de saumure, gisant à une profondeur de 455 mètres. La société Canadian Industries Limited, qui avait découvert le dépôt, a exploité entre 1935 et 1970 une usine de traitement installée à Neepawa. Le puits a été abandonné en 1970. Pendant cette période, l'usine a produit environ 23 000 tonnes métriques de sel par année.

Toujours au chapitre des activités de prospection, il y a eu vers la fin des années 1930 d'autres forages dans les régions de Purves, de Manitou, de Birdtail et de Pilot Mound, réalisés par les sociétés Lisgas Oil and Gas Company, Craydon Development Company et enfin, par la Waywasecapow Oil Syndicate and Gates Petroleum.

Les forages ont repris entre 1944 et 1945, au moment où le Manitoba and Saskatchewan Oil and Gas Development Syndicate a creusé le Portage-la-Prairie n° 1 et le Gilbert Plains n° 1, à des profondeurs respectives de 469 et 418 mètres. Mais ce n'est pas avant la fin des années 1940 qu'ont eu lieu au Manitoba les premières véritables activités de prospection de pétrole et de gaz.

En 1947, la California Standard Company créait une filiale, désignée sous le nom de Brandon Exploration Company. C'est elle qui a par la suite bénéficié des premiers permis d'exploration de gaz naturel délivrés par le gouvernement provincial, numérotés de 1 à 9 et couvrant une surface de plusieurs milliers d'hectares. C'est la Brandon Exploration Company qui a effectué la première grande étude géophysique détaillée dans la province, portant sur la quasi-totalité du sud-ouest du Manitoba.

La même année, le Langford Oil Syndicate forait dans le précambrien, à 8 kilomètres à l'est de Neepawa, un puits d'une profondeur de 765 mètres, surnommé Langford n° 1 (voir figure 1). Le puits ne contenait ni pétrole ni gaz naturel, mais les échantillons rocheux extraits de la formation ont permis de confirmer la présence dans la région d'un dépôt de minerai de fer.

En 1949, il y avait au Manitoba deux compagnies de géophysique. Cette année-là, la Souris Valley Oil Company creusait deux puits près de Lyleton. Le premier, intitulé le Gordon White n° 1, a été creusé dans la formation dévonienne de Winnipegosis, à une profondeur de 1 573 mètres (voir tableau 1). Il s'agissait du puits le plus profond jamais creusé au Manitoba, et il a révélé la présence de calcaire mississippien. Le deuxième puits, surnommé le Robert Moore n° 1, a été l'occasion d'établir un nouveau record de profondeur, soit 1 838 mètres. Même si l'on n'a découvert aucune formation productrice, ces forages ont permis, avec 2 autres puits moins profonds creusés à la même époque, d'établir un nouveau record annuel de forage, soit une profondeur totale de 3 875 mètres.

En 1950, il y avait au Manitoba un total de huit équipes d'études géophysiques mises sur pied conjointement par la Imperial Oil, la California Standard et la Shell Oil of Canada. La California Standard a creusé cette année-là le California Standard Hartney, à 1 566 mètres de profondeur, tandis que la Souris Valley Oil Company forait près de Lyleton le Downey n° 1, à une profondeur de 984 mètres. Mais les travaux sur ce dernier puits ont dus être interrompus pour l'hiver en raison de problèmes mécaniques. Mentionnons également en 1950 le forage par le Manitoba Oil and Gas Syndicate du Brandon Coutts n° 2, à une profondeur de 1 087 mètres. Les huit puits achevés cette année-là ont finalement été colmatés et abandonnés parce que stériles, mais la persévérance a fini par porter ses fruits, puisqu'on a annoncé la découverte de venues de pétrole. Le Manitoba allait vivre son premier boom pétrolier.

C'est également en 1950 que l'on a construit entre Edmonton, en Alberta, et Superior, dans le Wisconsin, le Pipeline interprovincial à pétrole brut. La Winnipeg Pipe Line Company, filiale de la Imperial Oil, a assuré la construction d'une antenne entre Gretna et Winnipeg, permettant ainsi l'acheminement du pétrole brut aux raffineries d'East St. Paul de la Imperial et de Saint-Boniface de la North Star.

LES PREMIÈRES DÉCOUVERTES

Après plusieurs années de recherche et un investissement total de 10 millions de dollars, c'est la California Standard Oil Company qui a finalement fait la première découverte rentable de pétrole au Manitoba. Le 16 novembre 1950, on achevait à 15 kilomètres à l'ouest de Virden le forage du California Standard Daly, un puits creusé dans le précambrien, à une profondeur de 1 636 mètres. Après une longue série de tests, le puits a été réorienté en direction de la formation mississippienne, à une profondeur de 762 mètres. Il a commencé à produire le 1er février 1951.

On a extrait en huit mois un total de 135 mètres cubes de pétrole de ce puits, creusé sur la formation mississippienne de Lodgepole (entre 671 mètres et 712 mètres de profondeur) (voir figure 1). Il s'agissait du premier puits pétrolier commercialement rentable découvert dans le riche bassin nord-américain de Williston. À l'heure actuelle, le Manitoba, la Saskatchewan, le Dakota du Nord, le Dakota du Sud et le Montana profitent tous des richesses de ce bassin.

Avant la fin de l'année, tous les puits de développement forés aux alentours de ce puits de découverte ont confirmé l'existence du premier grand gisement pétrolier que l'on ait trouvé au Manitoba, le gisement Daly. Au 31 décembre 1987, on avait déjà produit quelque 4,16 millions de mètres cubes de pétrole, ou l'équivalent de 26 millions de barils.

LE BOOM PÉTROLIER DES ANNÉES 1950

La découverte de ce gisement par la California Standard Company a marqué au Manitoba le début d'une intense période d'activités de forages qui s'est poursuivie tout au long des années 1950. À la fin de 1951, six des dix-huit puits forés ont été reconnus potentiellement producteurs. Ces résultats prometteurs ont incité de plus en plus de propriétaires à offrir des concessions de droits pétroliers et gaziers dans le sud-ouest du Manitoba, depuis la frontière de la Saskatchewan jusqu'à Portage-la-Prairie.

Les travaux d'exploration ont permis de découvrir en 1952 trois autres gisements, ceux de Tilston, Waskada et du Lac Lulu. Quatre autres gisements ont été mis à jour entre 1953 et 1955, soit Virden et Whitewater en 1953, Pierson en 1954 et West Butler, en 1955. On a entrepris au cours des années suivantes la mise en valeur de trois nouveaux gisements, alors que les prospecteurs ont commencé à mettre l'accent davantage sur l'exploitation que sur l'exploration.

L'histoire du boom pétrolier au Manitoba a été marquée de nombreuses anecdotes. Ainsi, en 1953, la société Anglo Canadian Oil Company avait creusé sans succès 14 puits différents, confiant les travaux à la McIvor Drilling Company. Profitant d'une accalmie des travaux, les deux frères Hart et George McIvor, propriétaires de la compagnie albertaine de forage, ont eu l'idée de forer sur la vieille ferme de leur grand-père. C'est ainsi que les deux frères originaires du Manitoba ont découvert le premier puits à écoulement naturel de la province, situé à deux kilomètres au nord-ouest de Virden. Avec une production initiale de 21 mètres cubes ou 130 barils de pétrole par jour, ce puits est devenu par la suite le puits de découverte du gisement de Virden.

Peu de temps après, Virden a été proclamée "capitale pétrolière" du Manitoba. À une certaine époque, la municipalité comptait au total 16 puits producteurs, dont l'un installé carrément au milieu d'un terrain de jeu.

Au fur et à mesure que les méthodes traditionnelles de récupération primaire perdaient de leur efficacité, l'industrie a cherché à mettre au point d'autres méthodes, dont un système de maintien de pression par injection d'eau, mis en oeuvre pour la première fois au Canada en juillet 1953, sur le gisement manitobain de Daly.

Compte tenu des succès enregistrés dans le cadre de la mise en valeur des ressources pétrolières, la société Northern Development Company a décidé de construire un pipeline à pétrole brut et un réseau collecteur, entrés en service au mois de janvier 1954. Le pipeline desservait le gisement de Daly, acheminant le pétrole à la station de pompage du Pipeline interprovincial, située à Cromer, au Manitoba. La société Trans-Prairie Pipelines a racheté le réseau en août 1954 pour la somme d'environ 500 000 dollars, et elle a investi au cours des deux années suivantes quelque 650 000 dollars pour brancher le réseau au gisement de Virden.

Pendant le boom pétrolier des années 1950, le gouvernement provincial a créé deux nouveaux impôts reliés à l'exploitation des ressources pétrolières. En 1954 d'abord, il a promulgué la "Mineral Taxation Act" (Loi de la taxe sur les minéraux), prévoyant la perception d'un impôt sur les droits pétroliers et gaziers producteurs détenus par des propriétaires privés. Cette loi a été suivie par l'adoption en 1955 du "Oil Well Property Tax" (impôt foncier sur les puits pétroliers), qui a permis aux municipalités de percevoir une taxe sur les installations de traitement du pétrole.

LES ANNÉES 1960 : DES ANNÉES DE CROISSANCE

Les années 1960 ont été caractérisées au Manitoba par la poursuite des travaux de mise en valeur des ressources pétrolières. Grâce aux projets de recompression de pression par injection d'eau sur le gisement de Virden, on a pu accroître la production annuelle de pétrole, qui a atteint en 1968 le niveau record de 986 013 mètres cubes, ou l'équivalent de 6,2 millions de barils. Un autre événement marquant de cette décennie a été la mise en valeur du gisement de Waskada par la société International Hydrocarbons qui, en janvier 1967, a découvert un nouveau champ de pétrole mississippien. Au cours de la période de douze mois qui a suivi cette découverte, la société International Hydrocarbons, qui a pris plus tard le nom de Omega Hydrocarbons, a creusé six autres puits dans la même région, dont cinq se sont révélés producteurs. En 1968, cinq autres puits de la région de Waskada ont été mis en production par d'autres sociétés.

LES ANNÉES 1970 : UN REGAIN D'INTÉRÊT

Il n'y a eu dans la première moitié des années 1970 que peu d'activités en matière de recherche pétrolière. Mais avec l'augmentation des prix du pétrole consécutive à l'embargo décidé en 1973 par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et les améliorations apportées aux techniques d'exploration, les sociétés privées ont recommencé à s'intéresser activement aux ressources du Manitoba.

Ce regain d'intérêt s'explique également par la découverte en 1967 par la société Shell Oil d'un gisement de pétrole situé dans les profondeurs de la formation cambrienne du Dakota du Nord, 40 kilomètres au sud-ouest de la frontière entre le Manitoba et la Saskatchewan. Diverses entreprises ont alors lancé des travaux d'exploration géophysique et des programmes de concessions à perpétuité. Dans les années 1970, les sociétés d'exploration ont foré au Manitoba entre dix et vingt-cinq puits par année. Un autre événement marquant a été la découverte en 1978 par la société Rideau Petroleums d'un nouveau champ de pétrole, dans la partie occidentale du gisement de Kirkella.

LE BOOM PÉTROLIER DES ANNÉES 1980

Après le calme relatif des années 1970, l'industrie manitobaine du pétrole a reçu dans les années 1980 un "coup de pouce" dont elle avait grand besoin. En 1980, la société Omega Hydrocarbons a profité de la remise en production d'un puits producteur situé sur une formation mississippienne dans la région de Waskada pour évaluer le potentiel de la Formation jurassique de l'Amaranth inférieur, connue dans le Dakota du Nord sous le nom de Formation Spearfish. Après plusieurs tentatives infructueuses de pistonnage, l'équipe de forage a quitté les lieux pour la fin de semaine, en laissant le trépan en place. En reprenant le travail le lundi matin suivant, l'équipe a eu la surprise de trouver le puits rempli de pétrole. Le puits a été remis en production à partir du mois de juin 1980; c'était la première fois qu'on extrayait au Manitoba du pétrole produit dans une formation non mississippienne.

Grâce à un important programme de développement, on a pu déterminer la dimension du réservoir en question. Le 31 décembre 1987, il y avait sur le gisement de Waskada environ 370 puits producteurs, dont 320 sur la formation d'Amaranth inférieur et 50 dans des champs de pétrole surplombant la formation mississippienne de Mission Canyon. Ces différentes activités ont à tel point stimulé l'industrie pétrolière au Manitoba qu'on a assisté à un "second boom pétrolier".

Le taux d'activité est demeuré élevé entre 1982 et 1985, année au cours de laquelle on a foré 268 puits, soit le plus grand nombre de forages depuis 1955, où on en avait compté 359. Sur les 268 puits forés en 1985, 229 ont été déclarés potentiellement producteurs, ce qui représente un taux de réussite de 85 %

Ce deuxième "boom pétrolier" au Manitoba est dû en grande partie à la découverte du gisement de Waskada. En effet, au cours des années 1983, 1984 et 1985, 41 % environ du total des puits forés au Manitoba l'ont été dans un rayon de 10 kilomètres de Waskada.

L'augmentation de la production sur ce gisement a favorisé la construction de la première usine manitobaine de récupération des liquides du gaz naturel, pour un coût total de 3,5 millions de dollars. L'usine construite par la société Omega Hydrocarbons est entrée en service au mois de mars 1984. Elle permet la récupération du propane, du butane et des sous-produits de condensats contenus dans le gaz produit à Waskada. Après le traitement, le gaz "sec" est réinjecté dans le réservoir de pétrole en vue d'une éventuelle utilisation future.

L'expansion du gisement de Waskada a également favorisé la construction en 1984 par la Inter City Gas Corporation d'un pipeline à pétrole brut d'une longueur de 90 kilomètres. La canalisation, qui a coûté approximativement 5 millions de dollars, est la propriété des sociétés ICG, Omega Hydro-carbons et Manitoba Oil and Gas Corporation. Exploitée par la ICG, cette canalisation de 15 centimètres de diamètre permet depuis janvier 1985 l'acheminement du pétrole brut produit au nord de Waskada jusqu'à la station de pompage du Pipeline interprovincial située à Cromer, au Manitoba.

Même si c'est en grande partie au gisement de Waskada que l'on doit la reprise des activités dans l'industrie pétrolière au Manitoba, mentionnons également que le gisement Daly a connu à partir de 1983 une forte intensification de ses activités de forage de développement. Pour la première fois depuis le boom du gisement Waskada au début des années 1980, le rythme de développement du gisement Daly dépasse celui de son rival en 1985 : on y enregistre 120 forages, contre 78 à Waskada.

Une importante découverte de pétrole immédiatement au nord du gisement Daly a signalé le début de la mise en valeur de la formation Bakken. Il s'agit du gisement productif le plus profondément enfoui que l'on a découvert au Manitoba à ce jour. Des forages subséquents ont permis de mettre en exploitation d'autres puits dans le même secteur.

On a aussi foré en 1985 sept puits d'essai stratigraphique dans la région de Saint-Lazare afin d'évaluer la valeur de gisements récemment découverts.

Malgré l'activite impressionnante déployée jusqu'à la fin de 1985, les provinces productrices de pétrole ont connu une année difficile en 1986, dans l'ensemble. Le net ralentissement des activités était exclusivement attribuable à l'écroulement des prix du pétrole brut sur le marché mondial. Confrontées à une baisse de presque 50 % qui comprimait leurs fonds de roulement, beaucoup de sociétés pétrolières ont été forcées de réduire toutes leurs activités.

Au Manitoba, on n'a terminé que 135 puits, soit 50 % de moins qu'en 1985, dont 99 ont été forés pendant le premier trimestre, avant que le cours du pétrole n'atteigne son point le plus bas. Cependant, malgré la baisse du nombre de forages, le taux de réussite est demeuré élevé, atteignant 90 %.

En 1987, on assiste à une remontée des prix du pétrole qui, partant d'une moyenne de 119 $ le mètre cube en 1986, passent à 143 $ le mètre cube environ à la fin de l'année. La situation des liquidités s'est améliorée en 1987, mais le ralentissement des forages en 1986 (135 puits) et en 1987 (107 puits) s'est répercuté dans la production de pétrole brut. Celle-ci a diminué d'environ 5 % par rapport à l'année précéden- te, pour se fixer à 781 767 mètres cubes; il s'agissait de la première baisse depuis 1981.

En 1987, le gisement Daly a continué à susciter un intérêt considérable sur les plans de l'exploration et des forages de développement. Quarante pour cent des forages réalisés au Manitoba se situaient dans le secteur Daly. Le gisement de Waskada a continué d'interésser les entrepreneurs, avec 27 % des forages.

Grâce à la remontée des prix du pétrole et à la reconstitution des liquidités, l'activité géophysique a augmenté nettement en 1987. Le nombre de programmes géophysiques a grimpé de 117 % en 1987, passant de 6 à 13.

La rentabilité accrue apportée par la hausse des prix observée en 1987,ainsi que l'existence de gisements confirmés et de formations géologiques inexploitées qui suscitent autant d'intérêt les uns que les autres, assurent un avenir prometteur à l'industrie pétrolière du Manitoba.

LE BASSIN DE LA BAIE D'HUDSON

C'est au cours de la saison 1966-1967 que la Aquitaine Company of Canada aforé le premier puits de reconnaissance dans le bassin de la baie d'Hudson, au Manitoba. Le Sogepet Aquitaine Kaskatama Provincial n° 1, creusé à 300 kilomètres environ au sud-est de Churchill, a atteint la formation du précambrien à une profondeur de 896 mètres. En 1968, la Houston Oils a creusé un autre puits, à une profondeur de 648 mètres cette fois. En 1970, la société Merland Explorations Ltd. a terminé le forage d'un puits de 427 mètres, juste au nord de York Factory. Les carottes extraites de ces puits ont permis de recueillir de précieux renseignements sur la nature géologique des terrains explorés.

La société Aquitaine a par ailleurs foré trois puits au large des côtes, à plus de 300 kilomètres à l'est de Churchill, à une profondeur de 160 mètres environ. Le premier de ces puits, surnommé Aquitaine et al Hudson Walrus A-71, a été foré en 1969, à une profondeur de 1 197 mètres, mais il a par la suite été abandonné, au moment où l'on a atteint la formation du silurien (voir figure 1). En 1974, deux autres puits forés au large des côtes ont permis d'atteindre la formation du précambrien, à une profondeur d'environ 1 600 mètres, sans pour autant que l'on découvre de quantités de pétrole commercialement exploitables.

Il y a eu relativement peu de travaux d'exploration dans la région de la baie d'Hudson entre 1974 et 1982. En 1981 toutefois, le gouvernement fédéral a accordé à un consortium composé de la Canadian Occidental Petroleum, de la Société de l'énergie de l'Ontario et de la Sogepet Ltd. des droits d'exploration pétroliers et gaziers couvrant une surface de 28,9 millions d'hectares. Les plans d'exploration prévoyaient la réalisation en 1982 de travaux sismiques au large des côtes sur une distance de 5 000 kilomètres.

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada a approuvé un programme comparable mis sur pied par la société ICG Resources, qui a effectué en 1983 une importante étude sismique sur une distance de 3 000 kilomètres au centre de la région de la baie d'Hudson. Au nombre des partenaires de la société ICG dans cette entreprise, mentionnons notamment Petro Canada et Sogepet Ltd.

Compte tenu du caractère prometteur des données sismiques recueillies à cette occasion, on a décidé de réaliser en été 1985 deux forages d'exploration. Le forage du premier puits, baptisé Trillium Soquip Onexco et al Beluga O-23, a débuté le 28 juillet. Après avoir atteint la profondeur de 2 215 mètres sans succès, le consortium Trillium a décidé d'interrompre les travaux.

Le second puits, foré pour le compte du consortium ICG et baptisé ICG Sogepet et al Netsiq N-01, a été déclaré stérile et abandonné le 20 octobre, après que l'on eut atteint une profondeur de 1 040 mètres.

On estime que les deux puits ont coûté environ 40 millions de dollars aux deux consortiums. Pour le moment, on ne prévoit aucune autre activité d'exploration dans le bassin de la baie d'Hudson.

À LA RECHERCHE D'HÉLIUM ET DE SCHISTES BITUMINEUX

Parallèlement aux travaux de prospection et de mise en valeur des ressources pétrolières, il y a eu dans les années 1960 au Manitoba trois autres initiatives intéressantes portant plus particulièrement sur la recherche d'hélium et de schistes bitumineux.

En 1962, la société Hemisphere Helium Corporation a reçu deux permis d'exploration couvrant une surface de 81 000 hectares dans la région d'Entre-les-Lacs, près de Lundar, lui donnant droit de prospecter pour rechercher de l'hélium. Dans le courant de la même année, la Peerless Canadian Exploration s'est associée à Hemisphere dans une entreprise conjointe de recherche d'hélium. Se fondant sur des données vieilles de plus de 30 ans qui révélaient la présence au fond d'un puits de 30 mètres de petites quantités d'hélium, les deux sociétés ont décidé d'entreprendre un programme de forage, mais elles n'ont eu aucun succès. En 1966, la Bralorne Petroleums a pris la tête d'un consortium de cinq compagnies, consortium qui avait reçu un permis d'exploration couvrant une surface de 243 000 hectares dans la région d'Entre-les-Lacs. Mais les quantités d'hélium découvertes n'étaient pas suffisamment importantes pour justifier une exploitation.

En 1964, le gouvernement du Manitoba a accordé les premiers permis de recherche de schistes bitumineux à la Sun Oil (aujourd'hui la Suncor Inc.), à la Aquitaine Company of Canada et à la Atlantic Refining Company. Les permis accordés à la Sun Oil couvraient la région s'étendant du Parc national du mont Riding jusqu'à la réserve forestière de Porcupine y compris. La société Aquitaine devait prospecter quant à elle les terrains situés à l'est et au sud du Parc national du mont Riding, tandis que les terrains prospectés par la Atlantic Refining Company s'étendaient du sud de Portage-la-Prairie jusqu'à la frontière canado-américaine, et à l'ouest, jusqu'au nord de la réserve forestière Spruce Woods. Mais malheureusement, la faiblesse des concentrations de pétrole décelées et les coûts élevés de mise en valeur ont empêché la poursuite du programme de recherche des schistes bitumineux.

L'ÉVOLUTION DU RAFFINAGE AU MANITOBA

Avant même la découverte au Manitoba des premiers gisements de pétrole, on avait déjà construit à Winnipeg un certain nombre de raffineries du fait de l'abondance des ressources pétrolières dans les provinces de l'Ouest. En 1950 déjà, la majorité des produits pétroliers consommés dans la pro- vince étaient raffinés localement. Les longs transports par chemin de fer étant devenus superflus, le prix des produits pétroliers a chuté au Manitoba. L'ouverture de raffineries dans la province a permis aux consom- mateurs manitobains de faire d'importantes économies, et elle a de plus fa- vorisé l'expansion de l'industrie locale.

C'est la société North Star Oil qui a construit en 1927 la première raffinerie au Manitoba, plus exactement à Saint-Boniface (à Scott Block). En 1949, on a entrepris la construction d'une nouvelle raffinerie élargie, d'une capacité nominale de 1 907 mètres cubes par jour; les travaux se sont

terminés en 1955. L'usine raffinait du pétrole brut produit en Alberta et acheminé par pipeline. En 1961, Shell Canada a racheté la North Star Oil. Dans la raffinerie de la compagnie Radio Oils, construite à East Kildonan en 1930, on traitait du pétrole brut acheminé par chemin de fer depuis l'est du Texas, l'Alabama et le Montana. La capacité de cette installation était limitée à 79 mètres cubes de pétrole par jour et elle a fonctionné jusqu'en 1960. En 1938, la Anglo Canadian Oil a construit à Brandon une raffinerie capable de raffiner jusqu'à 509 mètres cubes de pétrole brut par jour et qui était alimentée par des ressources produites en Alberta. En 1965, la société a pris le nom de BA Petroleum et au début de 1969, la Gulf Oil a racheté la raffinerie et l'a fermée en avril 1969.

Au cours des années 1950, il y avait au Manitoba quatre raffineries en exploitation (celle de la Radio Oils, à East Kildonan, celle de la Imperial Oil Limited, à East St-Paul, celle de la North Star Oil à Saint-Boniface et enfin, celle de la Anglo-Canadian Oil, à Brandon) - soit une production totale de 5 244 mètres cubes par jour.

La raffinerie de la Imperial Oil a été terminée en 1951. On pouvait y raffiner jusqu'à 1 716 mètres cubes de pétrole par jour. Elle était en outre équipée de la première unité de craquage à catalyseur fluide jamais installée dans l'ouest du Canada. Cette méthode de raffinage permet d'utiliser de façon plus efficace la charge de pétrole brut pour produire de l'essence à fort indice d'octane, des gaz et des huiles de chauffe. La raffinerie a été fermée en 1977, après 26 ans d'exploitation, et elle a été transformée en terminal de distribution de pipeline pour produits pétroliers.

Il n'y a à l'heure actuelle aucune raffinerie en exploitation au Manitoba. La raffinerie de la Shell était la dernière installation subsistant au Manitoba, et elle a dû fermer ses portes en 1983, à cause du surplus de capacité en matière de raffinage et du renforcement des normes de protection de l'environnement dans le pays. En 1987, la Shell a négocié la vente de ses raffinerie avec le gouvernement chinois. La raffinerie a été démontée et expédiée en Chine en pièces détachées. L'installation sert désormais de terminal de distribution par pipeline des produits pétroliers. Le pipeline de Winnipeg relie les terminaux de la Shell et de la Imperial au Pipeline interprovincial, entre Gretna et Edmonton.

LES ORIGINES DU PÉTROLE ET DU GAZ

LA GENÈSE DU PÉTROLE ET DU GAZ

Le pétrole et le gaz naturel sont deux ressources essentielles de l'ère moderne mais qui restent pour la plupart d'entre nous relativement mystérieuses. De quoi sont-elles faites ? D'où proviennent-elles ? Où les trouve-t-on ?

Le pétrole brut est un mélange de plusieurs composés d'hydrocarbures fluides d'origine organique. Dans la même famille, on trouve le gaz naturel, qui est un composé de différents gaz comme le méthane, l'éthane, le propane, le butane et le pentane. La plupart des géologues pensent que les hydrocarbures se sont formés à partir de fossiles végétaux et animaux.

Le pétrole et le gaz naturel sont en effet constitués d'une multitude de plantes et d'animaux minuscules, qui ont vécu leurs brèves existences dans les océans de jadis ou qui ont été charriés dans la mer avec le limon des rivières ou des ruisseaux. En mourant, ces organismes se sont accumulés au fond de la mer et mêlés à d'autres matières organiques et sédiments des fonds marins. Or, il se trouve que cette matière organique contenait précisément les deux éléments indispensables à la formation du pétrole : l'hydrogène et le carbone.

Sous le poids des couches nouvelles qui se sont formées successivement, les premières couches ont fini par durcir et se transformer en roches. Sous l'action combinée de la pression, de la chaleur, des altérations chimiques et du temps, ces substances organiques se sont transformées en minuscules bulles de gaz et d'huile liquide, formant ce que l'on a appelé le "pétrole", du latin "petra" (roche) et "oleum" (huile).

LES GISEMENTS DE PÉTROLE ET DE GAZ

Les mêmes facteurs qui contribuent à la formation du pétrole, soit, la pression, la chaleur, les altérations chimiques et le temps, agissent également sur la structure des couches sédimentaires renfermant cette ressource. On appelle "roche mère" la couche sédimentaire compacte au sein de laquelle le tissu organique a d'abord pris naissance. Il s'agit le plus souvent de roches à grains fins, relativement imperméables, comme par exemple les schistes argileux, le grès, les carbonates et les évaporites. Les schistes argileux constituent le type de roche sédimentaire le plus courant, et ils font souvent office de roches mères pour les hydrocarbures.

Il est rare toutefois de trouver de grandes quantités de pétrole et de gaz dans la roche mère. La pression exercée sur les couches sédimentaires inférieures ayant comprimé les vides entre les particules rocheuses, le pétrole et le gaz naturel ont émigré en direction des couches avoisinantes de roche poreuse. C'est par conséquent dans ces strates sédimentaires plus poreuses et plus perméables, appelées roches-réservoirs, que l'on trouve les plus importantes concentrations de pétrole et de gaz naturel.

Les roches-réservoirs sont le plus couramment constituées de grès. Les roches plus récentes sont plus poreuses que celles qui ont été plus profondément enfouies et plus longtemps soumises aux effets du compactage et de la cimentation. Mentionnons également au chapitre des roches-réservoirs les conglomérats, constitués d'une multitude de cailloux agglomérés par des argiles ou divers ciments.

Le calcaire et la dolomie sont deux types de carbonates sédimentaires qui constituent un autre groupe important de roches-réservoirs, et, avec le grès, ils renferment la quasi-totalité des réserves pétrolières mondiales. Ces roches constituent la majeure partie des roches-réservoirs du Manitoba.

Le pétrole et le gaz étant moins denses que l'eau environnante, ils peuvent remonter à la surface ou se déplacer latéralement, et traverser ainsi les minuscules canalisations interstitielles pour atteindre des couches plus poreuses. La migration dans la roche-réservoir du pétrole, du gaz et de l'eau se poursuit jusqu'au moment où elle est stoppée par un mécanisme dit de piégeage. Les pièges peuvent être structuraux, liés à des déformations tectoniques ou mouvements de l'écorce terrestre ou stratigraphiques, dus à des variations de faciès. Ils sont tous cependant caractérisés par une formation de couches poreuses, recouvertes d'une roche non poreuse (voir figure 2). On a cru pendant longtemps que le pétrole prenait naissance dans des lacs souterrains souvent qualifiés de "flaques" d'huile. Il existe désormais un terme plus exact pour désigner la portion du piège dans laquelle s'accumule le pétrole : on parle de roche-réservoir.

LA GÉOLOGIE DU PÉTROLE AU MANITOBA

Au Manitoba, les couches sédimentaires se trouvent dans deux régions différentes. Au sud-ouest de la province, la région de plaines constitue une partie du bassin sédimentaire de Williston, tandis que sur le flanc ouest du bassin sédimentaire de la baie d'Hudson, on trouve les plaines de la baie d'Hudson (voir figure 3). Environ 40 % du sol de la province du Manitoba est constitué par de la roche sédimentaire datant du paléozoïque, du mésozoïque et du cénozoïque.

Les couches paléozoïques sont constituées essentiellement de calcaires, de calcaires dolomitiques et de calcaires argileux, mais on trouve également souvent des évaporites, des sables et des schistes argileux, particulièrement à la base du paléozoïque. La limite entre les couches du paléozoïque et du mésozoïque au sud-ouest du Manitoba est caractérisée par une importante discordance stratigraphique (voir figure 4).

La couche du mésozoïque qui surplombe cette discordance est caractérisée par une alternance de schistes argileux, de limon et de sables. La déclivité de ces couches des systèmes jurassique et crétacé est nettement moins prononcée que celle des couches inférieures du paléozoïque. À l'extrême sud-ouest de la province, on estime que la couche sédimentaire atteint en certains endroits plus de 2 300 mètres d'épaisseur totale.

Dans le sud-ouest du Manitoba, les plus importantes roches-réservoirs sont les roches carbonatées des formations mississippiennes du Lodgepole et de

Mission Canyon. Les ressources sont concentrées dans des roches-réservoirs situées au-dessous de la surface d'érosion mississippienne et recouvertes par des strates sédimentaires de l'ère jurassique. Il existe dans le bassin sédimentaire du sud-ouest du Manitoba divers endroits susceptibles de renfermer des réserves de pétrole.

Jusqu'à 1980, c'est dans des roches mississippiennes que l'on trouvait la totalité des réserves pétrolières du Manitoba. En juin 1980, toutefois, un puits creusé sur le gisement de Waskada a montré que la formation jurassique de l'Amaranth inférieur contenait, elle aussi, des réserves de pétrole. Ces nouveaux horizons ont permis à la province d'accroître considérablement ses réserves d'hydrocarbures.

Plus récemment, en septembre 1985, un puits foré tout juste au nord du gisement Daly, dans la formation Bakken, a été mis en exploitation; il s'agit du premier puit productif percé dans le gisement Bakken au Manitoba. La formation Bakken est également la plus vieille formation productive découverte au Manitoba jusqu'ici. La découverte du nouveau réservoir fait passer à quatre le nombre de formation productives de la province.

Dans les formations dévonienne, silurienne, ordovicienne et cambrienne, sept zones plus profondes présentent un potentiel pétrolier et gazier, mais elles demeurent largement inexplorées (voir figure 5).

Au nord-est du Manitoba, on trouve les Basses-terres de la baie d'Hudson, une autre région dans laquelle il serait possible de découvrir d'intéressantes réserves de pétrole, plus précisément dans les prometteuses couches de roches-réservoirs de l'ordovicien et du silurien.

À QUI APPARTIENNENT LES RESSOURCES ?

Avant le 11 janvier 1890, les colons qui achetaient une ferme au Manitoba recevaient de la Confédération canadienne un titre de bien-fonds qui comprenait à la fois les droits superficiaires et les droits d'exploitation des minéraux précieux. Mais après 1890, la Couronne a décidé de conserver la jouissance des droits d'exploitation minière liés aux terrains concédés.

À partir du 1er octobre 1930, ces droits d'exploitation minière ont été dévolus au gouvernement provincial, au moment où il a été décidé que les ressources naturelles seraient placées sous la juridiction non plus du gouvernement fédéral, mais des provinces elles-mêmes. L'essentiel des ressources pétrolières de la province se trouve dans le sud-ouest du Manitoba, où la plupart des concessions foncières sont assorties de droits d'exploitation minière. Dans cette région, le gouvernement du Manitoba détient approximativement 25 % des droits d'exploitation, le reste, soit 75 % appartenant à des sociétés privées; on parle communément dans ce dernier cas de droits miniers "à franche tenure".

Le tableau suivant illustre les différentes situations possibles en matière de propriété foncière au Manitoba.

LA CESSION DES DROITS SUPERFICIAIRES ET MINIERS

Les compagnies pétrolières sont rarement propriétaires des terres sur lesquelles elles prospectent ou exploitent du pétrole ou du gaz naturel. Par conséquent, avant d'avoir accès à un terrain, la société doit obtenir une autorisation auprès du propriétaire et de l'occupant. C'est une transaction qui se négocie normalement avec le propriétaire. Dans les cas où les deux parties n'arrivent pas à négocier un accord (ou une concession superficiaire), la Commission des droits de surface du Manitoba est habilitée à accorder à la compagnie pétrolière un droit d'accès en vertu d'une ordonnance d'arbitrage.

Avant d'entreprendre des travaux de forage ou de mise en production, la compagnie pétrolière doit également négocier un bail d'exploitation du pétrole et du gaz naturel avec le (ou les) propriétaire(s) des droits tréfonciers. S'il s'agit d'un propriétaire absolu, la compagnie négocie une convention de bail, en vertu de laquelle elle s'engage normalement à verser au propriétaire un pourcentage des recettes brutes tirées de l'exploitation du pétrole ou du gaz naturel. Cette compensation représente la "redevance".

Dans le cas des droits miniers détenus par la Couronne, les compagnies peuvent acheter le droit d'explorer pour des périodes de temps données sous forme de baux domaniaux ou en obtenant un permis d'exploration. Dans l'industrie, on parle généralement de "ventes foncières" pour désigner l'achat par les compagnies de ces baux ou l'acquisition de permis d'exploration grâce à un processus d'appels d'offres scellés.

Les permis d'exploration doivent porter sur une surface de plus de trois sections (768 hectares ou 1 897 acres); ils donnent à leurs détenteurs des droits exclusifs, et ce, pendant toute la période de trois ans que dure l'entente. Le concessionnaire est autorisé à forer sur une surface donnée du terrain, surface déterminée à l'aide d'une formule. Il est indispensable d'obtenir un permis avant d'entreprendre l'exploitation du pétrole.

Les baux domaniaux sont accordés pour une durée de cinq ans. Ils sont renouvelables à certaines conditions, dans la mesure où les recherches s'avèrent productives. Les ressources découvertes sur des terrains appartenant à la Couronne sont assujetties à la perception de redevances, dont le taux est prescrit par des règlements et dépend du volume mensuel produit et de la classification du pétrole ou du gaz (pétrole exonéré en vertu des programmes d'encouragement touchant respectivement les puits forés avant le 31 décembre 1986 et le 31 décembre 1987, pétrole nouveau et pétrole ancien).

L'EXPLORATION DU PÉTROLE

Les premiers "pionniers de l'exploration", comme on les a surnommés, ont trouvé du pétrole en forant dans les régions inconnues, au-dessus des formations rocheuses et au sommet des collines. Les points de forage étaient souvent choisis au hasard de façon aléatoire. Le taux de réussite de ces forages de recherche se situait probablement autour de 1 %. Mais les renseignements géologiques ainsi recueillis ont grandement favorisé la prospection pétrolière, dans la mesure où ils ont permis de déceler la présence de formations rocheuses et de structures souterraines susceptibles de renfermer du pétrole.

À l'heure actuelle, la plus grande partie des réserves pétrolières sont mises à jour grâce aux efforts des géologues et des géophysiciens, qui se servent de techniques de pointe. Mais même avec les progrès techniques réalisés, la recherche de pétrole et de gaz naturel présente encore des risques.

L'ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE

Au Manitoba, les pièges géologiques renfermant des réservoirs de pétrole se trouvent à plusieurs centaines de mètres sous la surface du sol, et il est indispensable pour les localiser de faire appel à des techniques géologiques et géophysiques.

Lorsqu'on manque de données géologiques, on peut faire appel à la science de la géophysique, qui consiste à utiliser des forces physiques telles que les ondes de choc, la gravité et le magnétisme pour délimiter et analyser les structures souterraines.

En géophysique, la méthode d'exploration la plus couramment utilisée est la prospection sismique. Elle consiste à provoquer des explosions de dynamite dans de petits trous peu profonds creusés à la surface du sol (voir figure 6). Les ondes de choc qui en résultent se propagent alors dans la formation souterraine et se répercutent à la surface, où leur intensité est enregistrée au moyen de géophones ou séismomètres (séismographes). Il s'agit d'un appareil qui fonctionne comme un microphone, c'est-à-dire qu'il enregistre des vibrations et les convertit en impulsions électriques.

On établit alors une corrélation entre d'une part, le temps que mettent les ondes de choc pour atteindre les formations rocheuses et remonter à la surface et d'autre part, l'intensité de ces ondes afin d'évaluer la profondeur et la forme des strates souterraines. On peut également utiliser des ondes sonores, produites au moyen de vibrations ou de percussions. Il n'est pas nécessaire dans ce cas de forer des trous ni de recourir à des explosifs. Ces méthodes plus modernes permettent de minimiser les dommages causés à l'environnement par le forage et le dynamitage.

Pour localiser les formations pétrolifères, on peut aussi utiliser un instrument appelé gravimètre. Il permet de mesurer les changements dans la force d'attraction terrestre causée par la variation dans la densité des formations souterraines. Une valeur élevée peut indiquer la présence d'un piège pétrolifère compte tenu de la convexité des couches souterraines (voir figure 7). Le gravimètre est un appareil extrêmement utile dans le cadre de l'évaluation géologique préliminaire.

Les magnétomètres sont des appareils destinés à mesurer les variations du champ magnétique terrestre. Les roches sédimentaires ont généralement des champs magnétiques plus faibles que les formations sous-jacentes. Les études magnétométriques permettent aux géologues de dessiner le contour des formations rocheuses situées en-dessous des couches sédimentaires. La magnétométrie est une technique géophysique qui permet de survoler en peu de temps de vastes étendues, avec un minimum de matériel et de personnel; elle est particulièrement précieuse au cours des travaux de levés préliminaires.

LES TECHNIQUES D'EXPLORATION

Une fois que les travaux géophysiques préliminaires ont permis d'établir la présence de structures pétrolifères et gazières exploitables, on entreprend une étude géologique. On procède alors à l'étude des données géophysiques et de tout autre renseignement géologique pour déceler la présence éventuelle de roches-réservoirs, de roches mères et de roches couvertures. À ce stade, l'une des plus grandes difficultés pour le géologue consiste à établir des corrélations entre les informations dont il dispose sur les roches se trouvant dans plusieurs régions différentes. Il utilise pour établir ces corrélations les données recueillies à l'occasion du forage d'autres puits creusés dans la région; l'ensemble des points géodésiques relevés constitue le canevas des points de repère (voir figure 8).

L'examen des carottes prélevées dans le puits permet au géologue d'identifier les roches susceptibles de renfermer du pétrole. L'observation des caractéristiques rocheuses permet de relier l'ensemble des points géodésiques. Une fois que toutes les unités rocheuses ont été corrélées, on peut dresser des cartes stratigraphiques, isopaques ou en coupe pour établir un modèle d'exploration (voir figure 9).

Il arrive parfois que les levés géophysiques ne permettent pas de déceler certaines structures favorables comme les "lentilles de sable" ou les "biseaux" dans les couches poreuses. C'est l'une des raisons pour lesquelles il convient de comparer les données géophysiques avec les renseignements géologiques dont on dispose.

LE FORAGE D'EXPLORATION ET LES PUITS DE DÉVELOPPEMENT

Une fois qu'un emplacement favorable a été choisi, les ouvriers montent les installations de forage (voir figure 10).

La méthode de forage la plus couramment utilisée au Manitoba est le forage Rotary. On utilise une tour équipée d'un mât d'acier amovible. Une équipe expérimentée peut installer la tour en moins d'une journée. Le forage Rotary permet de creuser plus profondément et plus rapidement; il a remplacé l'ancien outillage de forage au câble, fondé sur un principe de percussion.

La première étape du forage constitue ce que l'on appelle "le battage au câble". Il s'agit de percer un trou à travers les alluvions glaciaires meubles. On introduit ensuite un conducteur d'acier à une profondeur représentant au minimum 30 mètres au-dessous de la base des alluvions glaciaires ou 10 % de la profondeur estimative totale du puits (on retiendra la grandeur la plus élevée des deux); dans les deux cas, la profondeur ne dépassera pas 100 mètres. Le tubage de surface est alors cimenté pour empêcher l'éboulement des parois du puits du forage. L'ensemble de ce revêtement d'acier et de ciment forme un solide point d'ancrage pour l'équipement introduit par la suite dans le puits, il empêche les "éruptions" et enfin, à proximité de la surface, il empêche la contamination de l'eau douce.

On utilise pour désagréger et percer les différentes formations rocheuses divers types de trépans.

La "boue" de forage est faite d'eau, de pétrole ou de mazout que l'on mélange à de l'argile ou à des produits chimiques et que l'on injecte au fond du trou par la tige de forage et qui ressort par le trépan. La boue remonte à la surface par l'espace annulaire compris entre le tubage et le diamètre extérieur des tiges de production. La boue de forage sert à refroidir le trépan tout en le lubrifiant, et elle entraîne avec elle les déblais de forage qu'elle remonte à la surface. En déposant sur les parois du mur de sondage une pellicule d'argile ou "cake", elle prévient la perte de fluides. Elle maintient dans le puits une pression hydrostatique suffisante pour empêcher les venues de pétrole ou de gaz, ainsi que les éboulements.

Après le tubage du puits, le forage commence et se poursuit 24 heures sur 24, interrompu uniquement pour le remplacement de pièces ou en cas de panne. Lorsque le trépan est usé, il faut retirer toute la "garniture de forage" et la démonter. Le forage peut reprendre une fois qu'un nouveau trépan a été mis en place et la tige de forage a été remontée. On désigne l'ensemble de cette opération de remplacement sous le nom de "relevage".

Le temps de forage varie en fonction des puits, de la profondeur des formations productrices rencontrées et enfin, de la nature des couches rocheuses traversées. Le forage d'un puits d'exploration est généralement plus long que celui d'un puits de développement, étant donné qu'il faut procéder à de nombreux essais pour s'assurer qu'on ne passe pas à côté de formations exploitables. Au Manitoba, il faut compter en moyenne trois à quatre jours pour forer 1 000 mètres dans un puits de développement.

Pour empêcher les coûteuses quoique spectaculaires éruptions de pétrole, les puits sont équipés de blocs obturateurs de puits (BOP) placés sur la tête du puits en cours de forage. Ainsi, si une haute pression se manifeste soudainement, le BOP permet d'obturer rapidement et efficacement le puits.

L'entraînement du treuil et de la table de rotation par les moteurs peut causer plusieurs problèmes pendant les opérations de forage. Au fond du puits, le trépan est animé directement par des moteurs de fond, qui soulagent la tension qui s'exerce sur la tige de forage, limitent les dégâts causés au puits et au tubage et enfin, qui accélèrent la vitesse d'avancement dans les formations profondes de roches dures. Les puits pétroliers du Manitoba étant relativement peu profonds, il est rarement nécessaire de recourir à des moteurs de fond.

Une fois que l'on a atteint la profondeur finale du puits, il convient de procéder à certains tests de productivité.

L'ÉVALUATION ET LA COMPLÉTION DES PUITS

Tout au long du processus de forage, le géologue du chantier prend note du type et de l'épaisseur des formations rocheuses traversées, et il analyse les déblais rocheux et la boue de forage pour y découvrir des traces de pétrole ou de gaz. Si les tests sont concluants, on procède à des examens complémentaires.

Les tests peuvent également se faire par diagraphie électrique. Cette opération permet d'obtenir un image graphique des différentes formations traversées, et elle indique le type de roche rencontré, la profondeur, l'épaisseur, la porosité, la teneur en fluides et la composition des couches traversées, ainsi que d'autres caractéristiques connexes (voir figure 8).

Le prélèvement de carottes permet en outre de recueillir de précieux renseignements sur les formations rocheuses traversées. À l'aide d'un carottier, on prélève un échantillon cylindrique de roche que l'on ramène à la surface, où il est examiné par le géologue, qui détermine le potentiel de production de la formation d'après ses caractéristiques. Les tests effectués en laboratoire permettent de recueillir des informations plus détaillées.

On peut également procéder à un essai aux tiges pour déterminer le débit de la formation et les pressions dans le puits, et obtenir parallèlement des échantillons des fluides produits. Ces divers tests permettent de savoir dans quelle mesure le puits est productif. Si le puits se révèle improductif ou "sec", il est rebouché avec du ciment et abandonné.

Si par contre on estime que le puits peut produire du pétrole ou du gaz naturel, on met en place une colonne de production. L'équipe de forage fait descendre dans le puits un tube d'acier, qui constitue le revêtement du puits. Une fois la colonne de production mise en place, on la consolide en injectant dans le puits un lait de ciment entre le tubage et les parois du sondage. On a laissé sécher le ciment, puis l'équipe de forage entreprend le démontage de l'installation, et le trépan est installé au site suivant. On installe alors au voisinage du puits une tour de forage de service qui permet d'achever le puits et de préparer la mise en production.

La paroi du tubage est alors perforé en plusieurs endroits, sur toute la hauteur de la formation productrice à l'aide de perforateurs à balles ou de perforateurs à charge creuse; le pétrole ou le gaz peuvent ainsi s'infiltrer dans le tubage.

Il est temps alors pour l'équipe de service d'introduire dans la colonne un tube de production. C'est en fait dans cette structure en suspension que s'effectue la formation des fluides. À l'extérieur du puits, l'équipe de service installe une tête de puits, également appelée "arbre de Noël", équipée d'une série de buses et de vannes qui permet de régler le débit du pétrole ou du gaz naturel.

PRODUCTION ET RÉGLEMENTATION DES TAUX DE PRODUCTION

Les puits producteurs de pétrole peuvent être classés en deux catégories : les puits éruptifs et les puits pompés. On détermine la méthode d'exploitation en fonction des caractéristiques de chaque réservoir. Les taux de production du pétrole dépendent des caractéristiques de la roche, des pressions de gisement et enfin, du volume et du type d'hydrocarbures contenus dans le réservoir. Lorsqu'une formation s'avère moins productive que prévu, il existe plusieurs méthodes chimiques ou physiques qui permettent de stimuler la production.

L'"acidification" est un procédé de stimulation chimique qui consiste à injecter dans la formation productive de l'acide sous pression qui dissout une partie des parois et en élargit les pores pour faciliter le drainage du pétrole dans le puits.

La "fracturation" est un procédé de stimulation fondée sur l'utilisation de la pression hydraulique. Cette méthode consiste à injecter dans le puits un fluide sous très haute pression, constitué généralement de sable quartzeux et d'eau, ce qui crée dans la couche productrice des fissures ou fractures artificielles facilitant l'écoulement du pétrole ou du gaz naturel. Au moment où on ouvre la tête de puits et où on relâche la pression, le liquide sablonneux injecté pour fissurer la roche remonte à la surface, suivi par les fluides de la formation. La plupart des puits du Manitoba doivent être soumis à une forme ou une autre de stimulation avant la mise en production.

Après les opérations de perforation et de stimulation, l'équipe de forage installe l'ensemble des vannes, des manomètres et des conduites d'évacuation requis pour la production. Une fois effectués tous les branchements nécessaires et lorsque le puits est prêt à être mis en production, on retire l'installation de forage et on commence le nettoyage. On ne laisse en place que la tête de puits et le chevalet de pompage (voir figure 11).

Le pétrole brut contient le plus souvent des gaz dissous et de l'eau salée qui doivent être retirés. Sous l'effet de la différence de pression enregistrée au moment où le pétrole remonte à la surface, on assiste à la formation de gaz, comme lorsqu'on débouche une bouteille de boisson gazeuse. Si le pétrole pompé contient des traces de gaz ou d'eau, il est passé dans

un "séparateur", où il est gardé pendant un certain temps à une pression légèrement plus faible, ce qui permet au gaz de s'échapper de la solution et de remonter à la surface du réservoir. Le gaz est alors aspiré dans une torchère, où il est brûlé, ou acheminé en direction d'une usine de traitement du gaz. Avant 1984, on considérait que la récupération et le traitement du gaz associé à la production de pétrole n'étaient pas des opérations rentables pour le Manitoba. En mars 1984 cependant, la société Omega Hydrocarbons a entrepris dans la région de Waskada l'exploitation d'une usine de récupération des liquides du gaz naturel.

Le pétrole produit dans les gisements du Manitoba contient souvent d'importantes quantités d'eau salée, qui doivent être extraites avant l'acheminement du pétrole brut sur le marché. On entrepose parfois le pétrole dans un réservoir de charge, où la séparation se fait naturellement sous l'effet de la gravité. Au fur et à mesure que l'eau se dépose au fond du réservoir, elle est évacuée par une soupape située à la base du contenant. Dans la plupart des cas cependant, l'eau et le pétrole sont si étroitement mêlés dans l'émulsion qu'il faut recourir à un purificateur fondé sur l'utilisation de la chaleur, de produits chimiques ou du courant électrique, ou d'une combinaison de ces trois éléments. L'eau salée ainsi extraite est généralement réinjectée dans le réservoir d'où elle a été extraite par un puits d'évacuation.

Il existe au Manitoba un certain nombre de règlements régissant la production pétrolière, et qui limitent la quantité de pétrole qu'un producteur est autorisé à pomper. On peut ainsi limiter les dommages causés au réservoir par la surproduction. En cas de surproduction en effet, le pétrole qui devrait normalement être extrait est laissé dans le réservoir. Si ce phénomène se poursuit pendant un certain temps, les dommages sont généralement irréparables. Au Manitoba, l'imposition de taux de production réglementaires permet un pompage efficace et rentable du pétrole. La production pétrolière est énoncée désormais en mètres cubes de pétrole par jour (et non plus en barils), et la quantité maximale autorisée est en moyenne de huit mètres cubes par jour (50 barils).

Il existe par ailleurs un certain nombre de règlements en matière d'espacement des puits qui permettent de maximiser la récupération du pétrole sans pour autant endommager le réservoir. On évite ainsi les forages inutiles et le drainage des réserves pétrolières situées dans les terrains avoisinants. Les règlements en matière d'espacement des puits sont énoncés par la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel. Au Manitoba, l'espacement réglementaire est normalement d'un puits par gisement dans chaque subdivision, ou tous les 16 hectares, avec un maximum de 16 puits par section pour chaque gisement mis en exploitation (voir figure 12).

LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE

Les pressions naturelles dans le gisement, la perméabilité de la roche et la viscosité du pétrole sont autant de facteurs qui limitent la quantité de pétrole que l'on peut extraire d'un réservoir donné. Les quatre types de pressions naturelles qui favorisent le déplacement du pétrole en

direction des puits sont le drainage par expansion d'un aquifère, le drainage par expansion des fluides, le drainage par expansion du gaz dissous et enfin, le drainage par expansion du gaz libre. L'ensemble de ces modes de production constitue ce que l'on appelle la récupération primaire. On dit alors que le gisement pétrolier en est au stade de la production primaire ou du drainage par expansion.

Au Manitoba, le drainage par expansion des gaz dissous et le drainage par expansion d'un aquifère constituent les principaux mécanismes naturels s'exerçant dans les gisements pétroliers (voir figure 13). Au fur et à mesure que le pétrole est pompé, ces pressions naturelles diminuent et le taux de production baisse. La seule récupération primaire (ou naturelle) permet normalement de récupérer quelque 10 à 15 % du pétrole que renferme le réservoir.

La production primaire ne permettant de récupérer qu'un faible pourcentage du pétrole contenu dans le réservoir, on a mis au point un ensemble de mécanismes de récupération assistée ou techniques artificielles destinées à stimuler la production. Parmi les différentes techniques qui existent à l'heure actuelle, la plus couramment utilisée au Manitoba est l'injection d'eau; cette méthode est en effet la plus pratique compte tenu des caractéristiques des formations rocheuses, des forces de drainage naturelles et des critères de faisabilité économiques. Cette méthode, qui peut dans certains cas porter le taux de récupération à 30 ou 40 %, est, à l'heure actuelle, celle que l'on utilise dans la plupart des puits du Manitoba (voir figure 14).

Ce procédé consiste à injecter sous pression dans la roche-réservoir de l'eau en grande quantité par un certain nombre de puits d'injection placés à intervalles réguliers, ce qui permet le déplacement du pétrole brut en direction des puits de production avoisinants. On peut régler la puissance de l'injection en fonction de la perméabilité de la formation; on évite ainsi de piéger du pétrole ou d'en laisser de trop grandes quantités dans les puits. L'injection d'eau est d'autant plus efficace que le degré de perméabilité dans le réservoir est relativement uniforme.

LA PRODUCTION CONCERTÉE

Sur un même réservoir de pétrole couvrant plusieurs milliers d'hectares, il peut y avoir plusieurs exploitants. Lorsqu'un certain nombre d'entre eux travaillent sur un même gisement, les taux de production et de déclin peuvent varier d'un exploitant à l'autre. Il arrive que l'on doive construire et exploiter individuellement plusieurs installations de production, alors que cela n'est pas nécessaire.

La production concertée permet de rentabiliser l'exploitation d'un gisement de pétrole et de maximiser la récupération. Le premier grand accord d'union a été signé au Manitoba en 1962, autorisant l'exploitation collective d'un certain nombre de gisements dans la région de Virden, gisements qui étaient jusque là divisés en plusieurs petites propriétés. En vertu de ce système, la majorité des sociétés exploitantes et les propriétaires conviennent d'exploiter individuellement leur partie du gisement, mais de mettre en commun la production totale de l'unité en

question. Chaque part est déterminée par une formule mise au point par la majorité des participants au moment de la signature de l'accord d'union.

Le regroupement des opérations sur une même unité permet de ramener le nombre total de puits forés et autres installations de production à des nombres plus pratiques. L'avantage de ce mécanisme est évident : chaque producteur peut réduire ses frais généraux et maximiser la récupération des réserves pétrolières. Les exploitants ont également la possibilité de négocier un accord pour la mise en place d'un dispositif de recompression.

L'accord d'union doit être approuvé par la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel. Si la majorité des participants accepte le principe de la production concertée, la Commission peut délivrer un ordre d'union.

APRÈS LE POMPAGE

LE TRAITEMENT ET LE STOCKAGE DES FLUIDES

Une fois extrait du sol et séparé du gaz dissous et de l'eau qu'il contenait, le pétrole est entreposé dans des "réservoirs de stockage",jusqu'au moment où il est acheminé en direction des raffineries. La "batterie" est l'endroit où s'effectue la séparation entre d'une part le gaz et l'eau salée et d'autre part, le pétrole. C'est là que se trouvent les réservoirs d'entreposage du pétrole et de l'eau salée (voir figure 15). Les puits producteurs sont reliés à la batterie centrale par de petits pipelines ou "conduites d'écoulement". La taille des batteries varie en fonction du nombre de puits installés sur le gisement et du volume de production.

LE TRANSPORT DU PÉTROLE

Au Manitoba, c'est par des camions-citernes ou par des pipelines constituant des "réseaux de collecte" que le pétrole est acheminé des réservoirs de stockage à la station de pompage du Pipeline interprovincial, située à Cromer.

Le réseau collecteur permet d'acheminer le pétrole entreposé dans les réservoirs de stockage par des "ramifications" établies entre plusieurs gisements de pétrole, à la branche principale, ou transporteur commun, en direction des raffineries. Les deux principaux réseaux collecteurs actuellement en exploitation au Manitoba permettent de relier environ 80 % des puits pétroliers de la province au transporteur commun, le Pipeline interprovincial. Pour les gisements qui ne sont pas desservis par des réseaux collecteurs, il faut acheminer le pétrole par camions-citernes aux terminaux de déchargement des camions, à Cromer ou à Waskada.

À la fin de 1984, on a construit un pipeline capable d'évacuer environ 1 500 mètres cubes de pétrole par jour, reliant le gisement de Waskada à la station de pompage du Pipeline interprovincial, située à Cromer.

Les stations de pompage qui activent l'écoulement du pétrole sont placées à des endroits stratégiques tout au long du pipeline pour maintenir une pression régulière. La distance entre les stations de pompage et leur puissance varient en fonction du volume de pétrole transporté, de la taille des tuyaux, de la topographie du terrain, et enfin, de la viscosité et de la densité du pétrole.

LA SITUATION ACTUELLE DE L'INDUSTRIE DU PÉTROLE AU MANITOBA

L'EXPLORATION ET LA MISE EN VALEUR

Au Manitoba, le nombre d'exploitants varie en fonction de l'intensité des activités d'exploration et de mise en valeur. Tout au long du boom des années 1950, on comptait au Manitoba environ 125 sociétés travaillant dans le domaine de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières.

Avec le deuxième boom pétrolier qu'a connu la province entre 1982 et 1985, on a creusé un total de 956 puits. Sur l'ensemble des puits forés, 24 % (soit 233 puits) étaient des puits de développement, tandis que les 723 autres étaient des puits de reconnaissance. Quatre-vingt-sept pour cent des 956 puits forés ont été déclarés potentiellement producteurs.

Le ralentissement des activités de forage observé en 1986, qui a interrompu l'essor de l'industrie pétrolière du Manitoba, était exclusivement dû à l'effondrement des prix du pétrole brut de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole.

En 1986, les activités de forage ont diminué de 50 % par rapport à 1985, et n'ont permis l'achèvement que de 135 puits. Malgré cette diminution, le taux de réussite des forages s'est maintenu à un niveau élevé. Quatre-vingt-dix pour cent des forages, c'est-à-dire 122 puits, ont été déclarés potentiellement producteurs. On a foré 91 puits de développement, avec un taux de réussite de 93 %, et 44 puits de reconnaissance, avec un taux de réussite de 84 %.

Alors que les activités de forage dans la région de Waskada ont atteint leur sommet en 1984, la majorité des nouveaux forages effectués entre 1985 et 1987 ont eu lieu dans le gisement Daly.

En 1987, avec la remontée des prix du pétrole, on a foré 107 puits, dont 74 puits de développement et 33 puits de reconnaissance, avec un taux de réussite très respectable de 93 % dans la première catégorie et de 64 % dans la deuxième.

La majorité des forages ont eu lieu dans le gisement Daly, soit 40 % du total, tandis que le gisement Waskada arrivait bon deuxième, avec 27 % des forages. Le reste des puits (33 %) ont été forés dans d'autres gisements reconnus ou potentiels.

La proportion relativement élevée de puits d'exploration (31 %) indique qu'il reste encore des régions et des formations à prospecter au Manitoba.

Parmi celles-ci, mentionnons les secteurs de Regent, de South Pierson, de South Virden et de Whitewater, où l'on a découvert des gisements prometteurs.

LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE

Le niveau de la production pétrolière au Manitoba a varié considérablement depuis 1951. Au début des années 1950, les importants travaux de prospection et de mise en valeur ont permis une augmentation régulière de la production, qui a atteint en 1957 un niveau record de 967 721 mètres cubes (voir figure 17).

Mais au fur et à mesure que l'industrie achevait la mise en valeur de gisements connus de pétrole, la production pétrolière s'est mise à diminuer, pour atteindre en 1963 un niveau plancher de 599 276 mètres cubes. Grâce à la mise en oeuvre de projets de recompression par injection d'eau dans les gisements situés autour de la région de Virden, on a réussi à accroître la production au milieu des années 1960, et en 1968, on a atteint un nouveau record de 986 024 mètres cubes. Après 1968 cependant, la production a recommencé à baisser jusqu'en 1982, étant donné qu'il n'y avait pas assez de nouvelles découvertes pour compenser la diminution des réserves de pétrole. En 1982, la reprise des activités de prospection et de mise en valeur, principalement dans la région de Waskada, ont permis d'enregistrer la première augmentation de production en 14 ans.

En 1982, la production pétrolière est passée à 582 322 mètres cubes, soit une augmentation de 7 % par rapport à 1981. En 1983, elle a augmenté encore de 26 %, passant à 736 934 mètres cubes. Les activités de prospection menées au cours de cette période sur le gisement de Waskada ont permis à la province d'augmenter sa part dans la production annuelle totale, passée de 2,4 % en 1981 à 15 % en 1982, pour atteindre enfin 35 % en 1983. La production totale de pétrole a augmenté en 1984 pour la troisième année consécutive, atteignant 793 284 mètres cubes, dont 34 % ont été produits sur le gisement de Waskada.

En 1985, la production annuelle de pétrole est passée à 820 702 mètres cubes. La production pétrolière du gisement Waskada est demeurée virtuellement la même qu'en 1984, par contre, dans le cas du gisement Daly, elle est passée à 129 472 mètres cubes, soit une augmentation de 46 %, tant les activités de forage ont été fructueuses, avec un taux de réussite de 98 %.

En 1986, la production annuelle de pétrole du Manitoba a continué d'augmenter pour la cinquième année consécutive et passait à 823 322 mètres cubes. La production pétrolière du gisement Daly n'a cessé d'augmenter, s'élevant à 167 050 mètres cubes, soit une augmentation de 29 % par rapport à 1985.

En 1987, la production de pétrole brut a baissé de cinq pour cent par rapport à l'année précédente pour atteindre 781 806 mètres cubes. Il s'agissait de la première baisse enregistrée depuis 1981, due en majeure partie à la dégringolade du prix du pétrole sur le marché mondial. Cette dégringolade a entraîné une nette diminution des liquidités et des investiments destinés à l'exploration et à la mise en valeur des ressources pétrolières.

LE PRIX DU PÉTROLE

Tout au long des années 1950 et 1960, le prix du pétrole au Manitoba est demeuré relativement stable et peu élevé, variant entre 14 $ et 16,50 $ le mètre cube (voir figure 18). Cette modération s'explique en partie par le fait que les producteurs de pétrole tenaient à cette époque à trouver des débouchés à leurs abondantes ressources énergétiques. Ainsi, pour encourager l'utilisation du pétrole, les prix ont été maintenus à des niveaux peu élevés.

Mais au début des années 1970 toutefois, on s'est mis à penser de façon quelque peu différente. C'est l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) qui, en octobre 1973, a donné une nouvelle orientation à la politique de fixation des prix, au moment où le prix du pétrole produit dans le Golfe persique s'est mis à monter en flèche. Cette hausse a été suivie d'autres augmentations, mais c'est l'embargo décidé par l'OPEP qui a, de toute évidence, marqué le tournant sur la scène énergétique mondiale.

Au Manitoba, le prix du pétrole est passé, par conséquent, de 15,80 $ le mètre cube en 1970 à 118,03 $ le mètre cube en 1981. En 1982, le gouvernement fédéral a mis en oeuvre un système d'établissement des prix du pétrole à "deux volets". La structure de fixation des prix du pétrole produit au Manitoba et au Canada a été élaborée en fonction de deux classifications de pétrole brut. À partir du 1er janvier 1982, les prix étaient fixés en fonction de cette classification entre le pétrole "ancien" ou "nouveau".

Le système permettait aux producteurs de pétrole de bénéficier de prix équivalant à ceux en vigueur sur les marchés mondiaux. Entre 1982 et 1984, le prix moyen à la tête de puits est passé de 172,66 $ le mètre cube (moyenne du prix du pétrole "ancien" et "nouveau") à 213,41 $ le mètre cube.

À partir du 1er juin 1985 cependant, le gouvernement fédéral a supprimé ce système à deux volets, et a retenu uniquement le mécanisme de détermination des prix par les forces du marché. Pendant la seconde moitié de 1985, les prix ont oscillé entre 220 et 240 $ le mètre cube.

En décembre 1985, la surproduction mondiale a causé une dégringolade des prix du pétrole brut qui s'est répercutée dans toutes les économies productrices ou consommatrices de pétrole brut. L'industrie pétrolière mondiale a été durement touchée et la crise a entraîné une nette diminution des liquidités et des dépenses alors que les prix tombaient à leur niveau le plus bas depuis les années 1970.

Le prix moyen a subi une baisse de 46 %, chutant de 220,21 $ le mètre cube en 1985 à 119 $ le mètre cube en 1986. On a enregistré le prix le plus bas de l'année en juillet 1986, quand il a atteint 88,30 $ le mètre cube.

Les prix du pétrole brut sont remontés en 1987 pour se stabiliser à une moyenne d'environ 143 $ le mètre cube. À moins d'événements imprévus, les prévisions pour les cinq prochaines années semblent indiquer que les prix du pétrole brut seront fluctuants mais qu'ils continueront à augmenter lentement mais régulièrement.

LA VALEUR DE LA PRODUCTION

À mesure que les prix et la production de pétrole ont augmenté de 1982 à 1985, la valeur de la production a suivi. En 1985, la valeur de la production de pétrole brut du Manitoba a atteint 180 millions de dollars, soit une augmentation de 6,9 % par rapport à l'année précédente.

Toutefois, malgré une augmentation de la production en 1986, l'effondrement des cours mondiaux a fait chuter de 47 % la valeur de la production entre le début et la fin de 1985 jusqu'à 95,3 millions de dollars (voir figure 17).

Grâce à la hausse des prix du pétrole brut enregistrée en 1987, la valeur de la production a pu augmenter en 1987, en dépit d'une diminution de la production globale. En 1987, la valeur du pétrole extrait représentait environ 110 millions de dollars, soit une augmentation de 15 % par rapport à 1986.

LES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

PÉTROLE : NIVEAU ACTUEL DES RÉSERVES RECENSÉES

Après le boom des années 1950, on estimait qu'il restait environ 9,9 millions de mètres cubes de pétrole récupérables. Le niveau des réserves a bien entendu diminué tout au long des années 1950, mais au début des années 1960, la mise en oeuvre de projets d'injection d'eau dans les gisements plus anciens a permis de faire passer à 12 millions de mètres cubes le niveau des réserves récupérables.

Les réserves ont diminué tout au long des années 1970, étant donné qu'il n'y a eu aucune nouvelle découverte de pétrole, et ce n'est qu'en 1980 qu'elles ont recommencé à augmenter, avec la découverte de nouveaux gisements dans la région de Kirkella. En 1981, les découvertes dans la région de Waskada ont également permis d'enrayer la chute des réserves. En 1982, on a assisté au Manitoba à la première augmentation en plus de 15 ans des réserves recensées de pétrole. Au 31 décembre 1986, le total des réserves récupérables de la province était estimé à 33,3 millions de mètres cubes, tandis que les réserves récupérables recensées étaient de 8,45 millions de mètres cubes.

GAZ NATUREL : LES RÉSERVES ACTUELLES

Au Manitoba, les seules découvertes de gaz naturel ont été celles des venues de gaz enregistrées dans des puits peu profonds, qui se sont révélées peu exploitables sur le plan économique. Il n'y a à l'heure actuelle aucun puits de gaz en exploitation dans la province. Toutefois, la société Omega Hydrocarbons exploite une usine de récupération des liquides du gaz naturel (propanes, butanes et condensats), à partir du gaz naturel issu du pétrole brut produit dans le gisement de Waskada. C'est en 1984 que cette usine, la première du genre dans la province, est entrée en service; elle a une capacité maximale de 85 000 mètres cubes par jour.

LES RÉSERVES PROBABLES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Même si la plus grande partie du pétrole produit au Manitoba provient à l'heure actuelle des carbonates issus des formations de Lodgepole et de Mission Canyon (période mississippienne), on a, en 1981, pompé pour la première fois dans la formation de l'Amaranth inférieur (ère jurassique), dans la région de Waskada. Plus récemment, la découverte de pétrole dans la formation mississippienne de Bakken a fait passer à quatre le nombre de gisements productifs de la province.

Outre les formations productrices actuellement en exploitation, il existe dans le sud-ouest du Manitoba plusieurs autres formations antérieures à l'ère mississippienne, qui pourraient contenir des hydrocarbures. Il s'agit notamment de la formation de Deadwood (cambrien), de la formation de Winnipeg et de la rivière Rouge (ordovicien), de la formation d'Entre-les-Lacs (silurien) et enfin, des formations dévoniennes de Winnipegosis, de Dawson Bay, de Duperow et de Nisku (voir figure 1). Un grand nombre de ces formations produisent déjà des hydrocarbures ailleurs dans le bassin de Williston, mais il n'y a encore que peu de puits forés au Manitoba, et ces formations sont encore dans l'ensemble largement inexplorées.

L'AVENIR
DU PÉTROLE AU MANITOBA

PRÉVISIONS POUR LES ANNÉES 1980

Si les prix du pétrole se maintiennent entre 22 et 27 $CAN le baril pendant le reste de la décennie, comme on le prévoit, les activités de forage devraient se maintenir dans l'échelle des 75 à 125 puits par an, à moins d'importantes découvertes.

Pour inciter les sociétés pétrolières à demeurer actives au Manitoba, le gouvernement provincial a introduit deux nouveaux programmes d'encouragement qui sont entrés en vigueur le 1er janvier 1987. Le Programme d'encouragement au forage exonère d'impôts ou de redevances une partie de la production des nouveaux puits.

Le second programme vise à stimuler la mise sur pied de projets de récupération assistée. Dans le cadre de ce programme, les sociétés admissibles qui réalisent de nouveaux projets de récupération assistée ou qui étendent l'envergure de projets existants bénéficient d'une réduction de redevances ou d'impôts pendant une période donnée.

Ces deux programmes d'encouragement, couplés à un régime de redevances et d'imposition équitable, permet aux producteurs de pétrole de réaliser au Manitoba un revenu net comparable à celui qu'ils auraient dans les autres provinces.

Le Manitoba a plusieurs raisons de demeurer optimiste quant à l'avenir de l'exploitation pétrolière sur son territoire. Beaucoup des formations pétrolifères que l'on exploite ailleurs dans le bassin de Williston ne sont pas encore complètement explorées et mises en valeur au Manitoba.

L'augmentation de l'activité géophysique, le fort taux de réussite des forages, la faiblesse du prix des terres et la stabilité des cours du pétrole devraient encourager les sociétés pétrolières à poursuivre les forages de développement dans les gisements confirmés, tout en recherchant de nouveaux gisements, de nouveaux réservoirs et de nouvelles formations pétrolifères.

LES AVANTAGES POUR LE MANITOBA

Le pétrole reste un stimulant précieux pour l'économie du Manitoba. Des chiffres récents montrent que l'industrie du pétrole a dépensé en 1987 environ 80 millions de dollars dans la province. Au nombre de ces dépenses, mentionnons notamment les frais engagés pour l'exploration, la mise en valeur et l'exploitation du pétrole, sans compter les sommes versées au gouvernement provincial et aux administrations municipales sous forme de redevances, d'impôts, d'achats de concessions et de loyers. En outre, les détenteurs de droits superficiaires et les propriétaires privés de droits d'exploitation minière bénéficient de la présence de l'industrie du pétrole grâce aux loyers et aux redevances qu'ils perçoivent.

En 1987, le gouvernement provincial a perçu environ 2,7 millions de dollars sous forme de redevances pétrolières versées à la Couronne, 8,6 millions de dollars sous forme d'impôts sur les concessions pétrolières à perpétuité, 0,9 million de dollars pour les primes, les loyers et les droits associés à la vente de concessions (voir figure 19). Ces chiffres ne tiennent pas compte des recettes provinciales liées aux taxes sur les sociétés, aux taxes de vente et aux impôts sur le revenu des sociétés ou des particuliers.

Dans le sud-ouest du Manitoba, certaines administrations municipales perçoivent également des impôts sur le matériel et les pipelines installés sur les gisements de pétrole. Pendant l'année civile 1987, l'évaluation municipale des installations pétrolières représentait environ 8,8 millions de dollars. Le revenu réel correspondant à cette évaluation s'élevait à environ 1,8 million de dollars.

Étant donné que plus de 80 % de la production provenait de droits sur des terrains concédés à perpétuité, les détenteurs de ces droits ont perçu en 1987 environ 11,9 millions de dollars sous forme de redevances brutes. Ce chiffre ne tient pas compte des primes et des loyers différés perçus pour les concessions nouvelles et non productrices. Les détenteurs de droits superficaires ont, quant à eux, perçu environ 4 millions de dollars en 1987, soit environ 0,7 million de dollars sous forme de primes d'accès et 3,3 millions de dollars en droits annuels de location.

En 1987, l'industrie du pétrole a fourni environ 305 années-personnes d'emplois directs dans les domaines de la prospection et de la mise en valeur, mais elle a aussi eu plusieurs retombées indirectes ou effets secondaires pour les industries locales. Il s'agit principalement du secteur des services, comme les restaurants, les motels, les magasins et les garages.

LA DIRECTION DU PÉTROLE

La Direction du pétrole d'Énergie et Mines Manitoba s'occupe de l'application des dispositions de la Loi sur les mines, de la Loi sur les pipelines et de la Loi sur le stockage et la répartition du gaz concernant la prospection, la mise en valeur, la production et le transport du pétrole brut et du gaz naturel. La Direction participe également avec le ministère des Finances à l'administration de la Loi de la taxe sur la production de pétrole et de gaz naturel.

La Direction a pour mission d'élaborer, de recommander, de mettre en oeuvre et d'administrer des politiques et des changements législatifs susceptibles de permettre la prospection et la mise en valeur des ressources provinciales de pétrole brut et de gaz naturel dans des conditions qui soient à la fois sûres et rentables et qui ne nuisent pas à l'environnement. La Direction mène également un certain nombre d'études, et elle offre un appui technique à la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel pour des questions relatives à l'espacement des puits, aux contingents de production, à la désignation des gisements, à l'évacuation de l'eau salée, aux projets de récupération assistée, aux accords d'union et à d'autres responsabilités de la Commission.

La compilation et l'analyse des statistiques relatives à l'industrie du pétrole et des politiques fédérales-provinciales permet à la Direction du pétrole d'évaluer les effets de ces politiques sur l'industrie provinciale du pétrole. La Direction publie chaque année plusieurs rapports qui permettent au public, à l'industrie et aux gouvernements de suivre l'évolution de l'industrie pétrolière au Manitoba.

La Direction comprend trois sections : l'administration, la géologie et enfin, l'ingénierie et l'inspection.

LA SECTION DE L'ADMINISTRATION

La Section de l'administration veille à l'application des règlements prévus dans la Loi sur les mines concernant la cession des droits domaniaux d'exploitation du pétrole et du gaz naturel, ainsi que la perception des redevances sur ces ressources. La Section est chargée notamment de la vente des concessions de la Couronne, de l'application des dispositions des accords de vente et enfin, de la perception des loyers annuels et des redevances de la Couronne sur les ressources pétrolières et gazières.

La Section est chargée de la mise en oeuvre du Programme d'encouragement des forages et du Programme d'encouragement à la récupération assistée du Manitoba, et elle s'occupe en outre de compiler et de publier chaque mois des données relatives à la production et aux activités d'évacuation et d'injection effectuées sur les puits en exploitation dans la province. Elle participe également avec le ministère des Finances à la perception des impôts auprès des concessions à perpétuité en vertu de la Loi de la taxe sur le pétrole et le gaz naturel ainsi que la perception de la taxe à l'exportation.

Outre ses fonctions administratives internes, la Section assume toutes les fonctions financières de la Direction, y compris la perception des droits et des frais de services techniques.

LA SECTION DE LA GÉOLOGIE

La Section de la géologie est chargée d'évaluer les données géologiques et d'offrir à l'industrie du pétrole et au grand public des services de consultation. Elle administre les Règlements géophysiques et prépare également des rapports sur la géologie pétrolière et les ressources d'hydrocarbures du Manitoba. Elle participe avec la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel à la désignation des gisements et à la détermination des frontières.

LA SECTION DE L'INGÉNIERIE ET DE L'INSPECTION

Cette section de la Direction est chargée de l'application des règlements issus de la Loi sur les mines et portant sur l'exploration du pétrole, le forage et les opérations de production. Dans le cadre de ses fonctions, la Section est chargée d'étudier les demandes de permis de forage, ainsi que les demandes d'achèvement, de suspension ou d'abandon des puits. Elle fournit à la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel une aide technique pour les demandes relatives à des projets d'évacuation d'eau salée, de recompression, de conservation du gaz et à des accords de production concertée.

Par l'intermédiaire des études qu'elle effectue sur les réserves pétrolières et gazières ainsi que sur les possibilités en matière de récupération assistée, le secteur Ingénierie offre à l'industrie du pétrole et au grand public un certain nombre de services de consultation et d'information.

L'application de la Loi sur les pipelines et de la Loi sur le stockage et la répartition du gaz fait également partie des responsabilités de cette section. L'un de ses objectifs est d'encourager la récupération des ressources pétrolières du Manitoba tout en minimisant les répercussions sur l'environnement.

Le secteur Inspection, qui a des bureaux de district à Virden et à Waskada, est chargée de la mise en oeuvre des règlements de la Loi sur les mines portant sur les opérations de géophysique, de forage, de production et de construction de pipelines. Son personnel inspecte les différentes installations, enquête sur les plaintes émises et enfin, informe les membres de l'industrie des différentes exigences réglementaires, qu'elle interprète parfois.

Enfin, le secteur Inspection est également chargé d'évaluer les différentes techniques mises en oeuvre pour régénérer les terrains contaminés par des déversements de pétrole ou d'eau salée.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

La Direction offre au public de l'information sous forme de publications, de rapports, de cartes et d'autres données techniques, y compris une collection complète de carottes et d'échantillons. Elle met à la disposition du public un catalogue exhaustif des informations et des services disponibles. Les personnes intéressées peuvent consulter ces documents à la Direction même ou en demander des exemplaires moyennant une somme modique. La Direction s'efforce de répondre aux questions tant générales que techniques. Pour toute demande concernant le catalogue ou les autres services, veuillez contacter :

Énergie et Mines Manitoba
Direction du pétrole
330, avenue Graham, pièce 555
Winnipeg (Manitoba) R3C 4E3
Tél. : (204) 945-6577

GLOSSAIRE

Arbre de noël - Ensemble de raccords constitué par les robinets de commande, les manomètres et les canalisations installés à l'entrée d'un puits pour régulariser le débit du pétrole et du gaz.

Batterie de réservoirs - Ensemble des réservoirs de production disposés en un point du gisement pour le stockage du pétrole brut.

Boue de forage - Mélange d'eau, d'argiles et de certains produits chimiques injecté pendant des opérations de forage et de reconditionnement d'un puits. La boue de forage ramène les déblais à la surface, refroidit et lubrifie le trépan et le train de tiges; elle prévient les éruptions en minimisant les pressions souterraines, et elle forme sur les parois du trou de sondage une couche qui empêche la perte de fluides et les éboulements.

Calcaire - Type de roche sédimentaire riche en carbonate de calcium; elle est parfois l'une des roches-réservoirs pour le pétrole.

Carottage - Opération qui consiste à prélever sur le terrain foré une carotte en vue de recueillir certaines données géologiques.

Carotte - Échantillon cylindrique de terrain prélevé aux fins d'analyses.

Carte isopaque - Carte géologique d'une formation donnée, indiquant les diverses épaisseurs de la couche. On l'utilise couramment pour l'évaluation des réserves, la planification des projets de récupération secondaire et les travaux d'exploration.

Champ de pétrole - Désigne une zone comprenant un ou plusieurs gisements de pétrole. Dans l'usage courant, l'expression peut également désigner le gisement de pétrole, le terrain et les puits d'exploitation.

Chevalet de pompage - Dispositif mobile installé à la tête d'un puits pompé qui transmet l'énergie produite par le moteur à la colonne des tiges de pompage et à la pompe de fond.

Complétion - Ensemble des opérations d'achèvement d'un puits qui précèdent et permettent sa mise en production.

Concession - Transaction juridique effectuée entre les détenteurs de droits miniers et superficiaires (les bailleurs) et l'exploitant (concessionnaire) en vertu de laquelle les premiers accordent au second le droit d'explorer et de mettre en valeur dans un terrain donné les substances minérales ou autres produits; ce terme s'applique également au gisement pour lequel on a obtenu une concession et où l'on effectue des travaux de mise en valeur.

Condensat - Liquide clair produit par la condensation de vapeurs d'hydrocarbures. Il contient dans des proportions variables du butane, du propane, du pentane et quelques fractions plus lourdes, ainsi que des éléments d'éthane et de méthane.

Conditionnement d'un puits - Ensemble des opérations précédant la mise en production définitive d'un puits.

Conduite d'évacuation - Petite canalisation qui amène le pétrole du puits au réservoir de stockage.

Démarrage - Opération qui désigne le commencement des opérations de forage proprement dites.

Démontage d'une installation de forage - Opération qui consiste à démanteler l'appareil de forage et l'équipement secondaire à la fin des opérations de forage.

Diagraphie - Ensemble des méthodes utilisées pour enregistrer les données relatives aux formations géologiques souterraines. Les méthodes de mesure comprennent notamment l'étude des rapports de forage, l'analyse de la boue et de déblais, l'analyse des carottes, les essais aux tiges et les procédés électriques et de radioactivité. Peut aussi désigner l'enregistrement systématique de divers paramètres relatifs aux puits de forage qui peuvent servir à évaluer les caractéristiques de la formation en question (porosité, saturation en eau, type de roche, etc.).

Discordance stratigraphique - Surface souterraine, inégalement érodée, séparant une masse rocheuse récente d'une masse plus ancienne.

Drainage par expansion d'un aquifère - Pression exercée par les eaux souterraines sur le pétrole, ainsi acheminé en direction du puits de forage.

Drainage par expansion d'un gaz - Procédé de récupération du pétrole par la poussée exercée dans le réservoir par l'expansion des gaz, qui déplace le pétrole vers un puits de forage. Cette expression peut également désigner une forme de récupération assistée, qui consiste à injecter dans le réservoir des gaz qui déplacent le pétrole en direction d'un puits producteur.

Droit minier - Droit de propriété détenu sur le gaz, le pétrole et autres substances minérales sous la surface de la terre.

Entretien des puits - Ensemble des travaux de maintenance effectués sur un puits pétrolier ou gazier pour améliorer ou maintenir la production d'une formation déjà productrice.

Éruption - Jaillissement violent et soudain de gaz, de pétrole et d'autres fluides contenus dans un puits.

Facteur de récupération - Rapport du volume des hydrocarbures produits ou volume des réserves initialement en place dans le réservoir.

Forage de reconnaissance - Puits creusé sur un territoire non exploré. Compte tenu des méthodes et du matériel actuels d'exploration, il y a environ un forage de reconnaissance sur neuf qui se révèle productif, même s'il n'est pas toujours rentable de l'exploiter.

Forage rotary - Technique utilisée pour creuser un trou, qui consiste à utiliser un trépan sur lequel on exerce une pression verticale. Le trépan est fixé à la garniture de forage et animé d'un mouvement de rotation. Au fur et à mesure de l'avancement du forage, de nouvelles tiges sont ajoutées.

Formation - Couche, strate ou dépôt formé pour l'essentiel d'un même minerai.

Fracturation - Procédé de stimulation de la production, qui consiste à créer artificiellement dans la couche productrice des fractures afin d'en augmenter la perméabilité.

Gisement - Zone géographique désignée dans laquelle on exploite un certain nombre de puits pétroliers ou gaziers à partir d'un ou de plusieurs réservoirs continus qui peuvent être situés à des profondeurs variables.

Grès - Roche sédimentaire résultant de la cimentation naturelle de grains de sable par du silice, du carbonate de calcium, de l'oxyde de fer, etc.; c'est une roche dans laquelle le pétrole ou l'eau s'accumule souvent.

Imperméable - Qui ne se laisse pas traverser par un liquide. Une formation peut être à la fois poreuse et imperméable dans la mesure où les pores ne sont pas reliés entre eux.

Injection d'eau - Méthode de récupération secondaire par injection d'eau dans la formation. L'eau injectée pousse devant elle une partie du pétrole restant dans le puits.

Installation de forage - Ensemble constitué par le derrick, le treuil de forage et l'équipement de surface de l'équipe de service d'une unité de forage ou de reconditionnement.

Migration - Mouvement qui désigne le déplacement naturel du pétrole et du gaz qui aboutit à son expulsion hors de la roche mère où ces ressources ont été fabriquées, vers une roche-réservoir où elles peuvent s'accumuler.

Mise en production - Phase de la prospection pétrolière qui consiste à ramener à la surface les fluides contenus dans un puits afin de les séparer, de les stocker, de les jauger ou de les préparer pour l'acheminement par pipeline; désigne également la quantité de pétrole ou de gaz naturel produite au cours d'une période donnée.

Perforation - Ensemble des trous effectués dans le ciment et les parois du tubage pour permettre aux fluides de la formation d'accéder au tubage ou d'introduire des substances dans l'espace annulaire situé entre le tubage et les parois du sondage.

Perméabilité - Mesure de la facilité avec laquelle une roche poreuse se laisse traverser par un fluide.

Pétrole brut - Désigne toutes les formes liquides de pétrole produit avant le raffinage (autre que le condensat) et que l'on caractérise généralement en termes de densité et de teneur en soufre.

Piège - Anomalie que l'on retrouve dans les roches perméables et imperméables permettant l'accumulation des hydrocarbures (pétrole ou gaz) dans un gisement. Un piège structural désigne la convolution d'une formation poreuse et perméable qui permet d'emprisonner et de retenir sous terre le pétrole et le gaz.

Pistonnage - Opération qui consiste à provoquer dans un puits, par la remontée rapide d'un piston tiré par un câble, une légère décompression d'une couche où l'écoulement ne se fait pas naturellement. Il s'agit d'une opération ponctuelle destinée à évaluer la productivité d'un puits.

Poreux - Qui contient des pores ou autres interstices interconnectés ou non.

Porosité - État ou qualité de ce qui est poreux. Dans un échantillon rocheux, la porosité totale désigne le rapport du volume occupé par les espaces interstitiels au volume total apparent de l'échantillon. La porosité effective correspond au pourcentage du volume occupé par les vides interconnectés, à travers lesquels les fluides peuvent circuler.

Pression de réservoir - Pression caractéristique du réservoir dans des conditions d'équilibre.

Production - Ensemble des techniques relatives à l'exploitation d'un gisement de pétrole consistant à extraire les fluides, les séparer, les entreposer, mesurer le volume de production ou traiter le pétrole en vue de son transport par pipelines. C'est également la quantité de pétrole ou de gaz naturel produit pendant une période donnée.

Production autorisée - Quantité légale de pétrole qu'un exploitant est autorisé à extraire d'un puits donné.

Profondeur finale (P.F.) - Profondeur maximale que l'on peut atteindre dans un puits.

Puits à écoulement naturel - Un puits qui produit du pétrole ou du gaz par sa propre pression sans intervention artificielle.

Puits de développement - Puits creusé sur un gisement reconnu producteur de pétrole ou de gaz afin d'obtenir l'espacement réglementaire voulu des puits.

Puits sec - Désigne un puits dont on ne peut extraire ni pétrole ni gaz.

Purificateur - Contenant dans lequel s'effectue la séparation des différentes composantes des fluides extraits du puits (pétrole, gaz et eau), généralement par l'ajout de substances chimiques ou de chaleur (ou des deux).

Recompression - Méthode utilisée au moment de la récupération finale du pétrole qui consiste à injecter un gaz, de l'eau ou tout autre fluide dans le réservoir pour réduire ou supprimer la chute de pression dans un réservoir ou pour reconditionner un gisement fortement décomprimé.

Reconditionnement - Ensemble des opérations effectuées pour prolonger la période d'exploitation d'un puits.

Récupération assistée - Ensemble des méthodes destinées à maximiser le pourcentage du pétrole extrait d'un réservoir donné. Cette récupération peut se faire par l'injection dans le réservoir de fluides, de produits chimiques ou de chaleur.

Récupération primaire - Méthodes de récupération du pétrole ne mettant en oeuvre que l'énergie naturelle du réservoir, les gaz sous pression facilitant l'écoulement des fluides dans le puits de forage.

Récupération secondaire - Méthode qui consiste à stimuler la production dans un réservoir pour l'essentiel épuisé en injectant des liquides ou des gaz. Cette technique permet de rétablir la pression dans un réservoir, et elle permet de récupérer d'autres réserves afin de les amener vers le puits de forage. Ce terme est généralement synonyme de recompression.

Redevance - Part de la production de pétrole ou de gaz versée par le détenteur d'une concession au bailleur ou au propriétaire des droits de redevance, calculée en pourcentage de la valeur de la production brute tirée du gisement.

Remise en production - Opération de transformation d'un puits existant visant à permettre la production de pétrole ou de gaz naturel à partir d'une formation différente.

Réservoir de production - Réservoir utilisé sur le gisement pour stocker le pétrole brut issu de la batterie de réservoirs.

Revenu net - Montant du revenu net tiré de la production de pétrole ou de gaz naturel.

Roche-couverture - Roches imperméables recouvrant les roches-réservoir contenant du pétrole ou du gaz, et qui empêchent la migration des hydrocarbures.

Roche-réservoir - Roche poreuse et perméable imprégnée de pétrole ou de gaz (ou des deux).

Rotary - Élément d'un appareil de forage animé d'un mouvement de rotation par les tiges de forage et permettant simultanément le mouvement vertical de la tige pour le forage rotary.

Schiste bitumineux - Roche sédimentaire à grains fins composée de particules de limon et d'argile; elle peut être composée d'argile pure ou d'argile calcaire ou siliceuse. C'est la roche sédimentaire la plus courante.

Séismographe - Appareil destiné à enregistrer les vibrations terrestres. On l'utilise pour la prospection des structures pétrolifères.

Séparateur - Récipient sous basse pression utilisé pour la séparation des différents composants des fluides contenus dans un réservoir.

Stimulation - Terme descriptif utilisé pour désigner plusieurs procédés servant à élargir des chenaux anciens ou à en créer de nouveaux dans la formation productrice d'un puits, c'est-à-dire l'acidification, la fracturation ou les explosions.

Tête de puits - Ensemble du matériel utilisé pour contrôler le fonctionnement d'un puits depuis la surface, comprenant la tête de sonde, la tête de colonne de production et "l'arbre de Noël".

Trépan - Outil de forage fixé à la tige de sonde pour le percement des puits pétroliers et gaziers.

Tubage - Ensemble de tubes métalliques cimentés dans un puits pendant le forage.

Unité - Partie des installations d'une raffinerie affectée à la séparation et à l'entreposage du pétrole, de l'eau et du gaz naturel; on y trouve également les séparateurs, les purificateurs et les réservoirs.

Zone productrice - Zone ou formation de production de pétrole ou de gaz.